National Energy Board

Office national de l'énergie

2014 ANNUAL REPORT

to Parliament

Canada

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2015 as represented by the National Energy Board

Paper:
ISSN 1498-8496
Cat. No. NE1-2014

PDF:
ISSN 1498-5055
Cat. No. NE1-2014E-PDF

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
517 Tenth Avenue SW
Calgary, Alberta T2R 0A8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5503
Phone: 1-800-292-4800
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
2nd floor

Internet: www.neb-one.gc.ca

Printed in Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2015 représentée par l'Office national de l'énergie

Version papier:
ISSN 1498-8496
Cat. No. NE1-2014

Version PDF
1498-5063
NE1-2014F-PDF

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
517, Dixième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2R 0A8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5503
Téléphone : 1-800-292-4800
1-800-899-1265

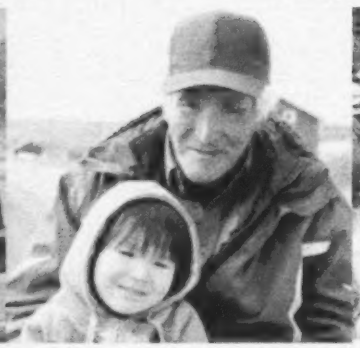
Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
Deuxième étage

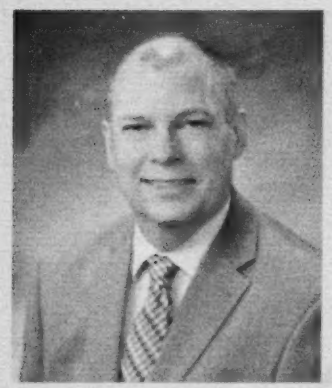
Internet : www.one-neb.gc.ca

Imprimé au Canada

Table of Contents

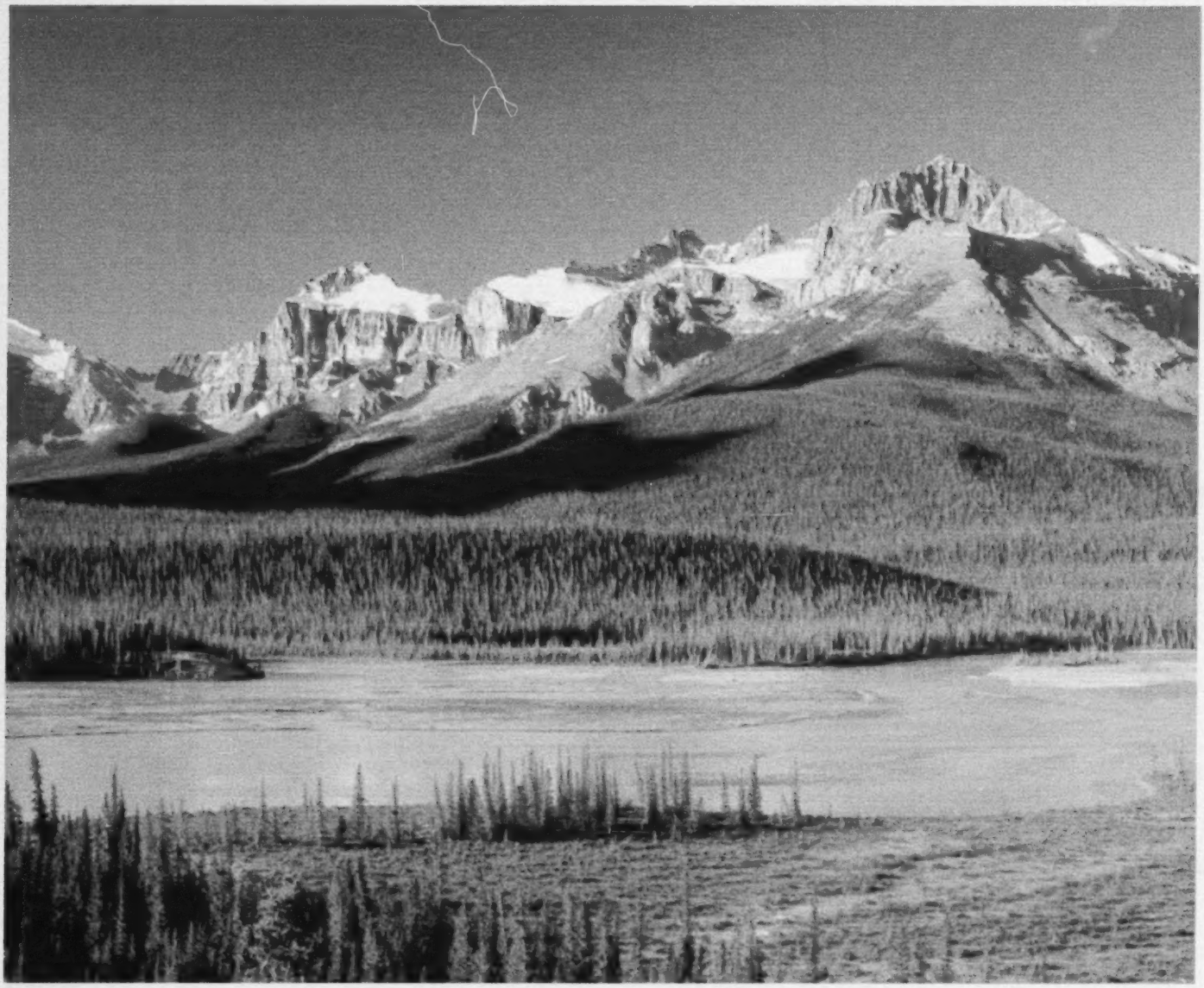
1 Chair's Message
3 Who We Are and What We Do
5 The Board
6 Our Role and Responsibilities
7 Full Cycle Regulation
8 Energy Infrastructure Today and Tomorrow
13 In the Public Interest
16 NEB in the North
19 Promoting Strong Outcomes for Safety Security and the Environment
30 Energy Markets 2014
33 NEB People and Culture
35 2015 A Look Forward
36 A Wealth of Experience – Board Bios
43 Appendices





Chair's Message

It was my honour to be appointed the role of Chair and CEO of the National Energy Board in June 2014. The Board also welcomed Lyne Mercier (Board Member) as the new Vice Chair in June.



In my first six months at the Board, I have seen firsthand the excellent work of our highly skilled staff. I have observed on numerous occasions that everyone here is dedicated and passionate about the work they do, and truly care about making a difference in protecting the interests of Canadians. Our staff feel personally responsible for helping to ensure the safety of Canada's energy infrastructure. They share a passion for the public service, a commitment to fairness, taking responsibility and doing the right thing. This is certainly evident when you look at all that was accomplished over the course of 2014 namely the following:

- The launch of the Safety and Performance Dashboard in March provided us with the opportunity to be open with Canadians on key safety and environmental protection data collected by the Board. We understand that Canadians want to know more about how regulated companies perform, and sharing this type of information with the public supports our goal of being more transparent. Going forward we will ensure that even more of this type of information is always readily accessible.
- Also in March, the Board approved the Enbridge Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project. During the hearing participants brought forward a variety of valuable perspectives and information. As a result of this process, our approval was subject to conditions; conditions we imposed to protect the public and the environment. The project is in the public interest and Canadians can be confident that we take our oversight role seriously and, that we will never take public safety and environmental protection for granted.
- We issued the Hearing Order for the Trans Mountain Expansion project in April which started the NEB's hearing process. This review is one of the most comprehensive in the NEB's history. There are 400 intevenors, more than any previous hearing. We will hear from 1,260 commenters and more than 45 Aboriginal groups who have presented oral traditional evidence. We expect to submit our report in early 2016 to the federal government regarding whether this project should proceed. In October, TransCanada submitted their application for the Energy East Pipeline project, which is proposed to run from Alberta to New Brunswick. This review will examine the longest proposed pipeline project in the Board's history. In addition to these projects, in total for 2014, we received nearly 600 applications for facilities, imports, exports, tolls and tariffs - making this a very busy year for the Board.

I believe that in order for the NEB to achieve our mandate and do the best job possible, we need to better understand what the public is thinking when it comes to pipeline safety and environmental protection. This is precisely why, in my opinion, there has never been a better time to engage with and listen to Canadians. So I was very pleased to announce in November that we would be launching a National Engagement Initiative in early 2015. Through discussions and meetings, we want to hear firsthand about how we can improve our approach to safety and environmental protection. We take our job as Canada's national energy regulator seriously, including the need to continually improve.

This is the beginning of a new era for the Board. While I am confident in the strong regulatory regime we have in place, there is always room to get better. You have my commitment that energy regulation at the NEB will continue to be world class and, that we will learn and adapt, as required, to keep it that way.

Peter Watson

Who We Are and What We Do

The National Energy Board is Canada's energy and safety regulator. We do not simply make a decision on a project and then walk away. We oversee safety for the full lifecycle of energy facilities — from approval to construction to operation to abandonment. We work alongside communities and share the same goal of making energy infrastructure the very safest it can be.

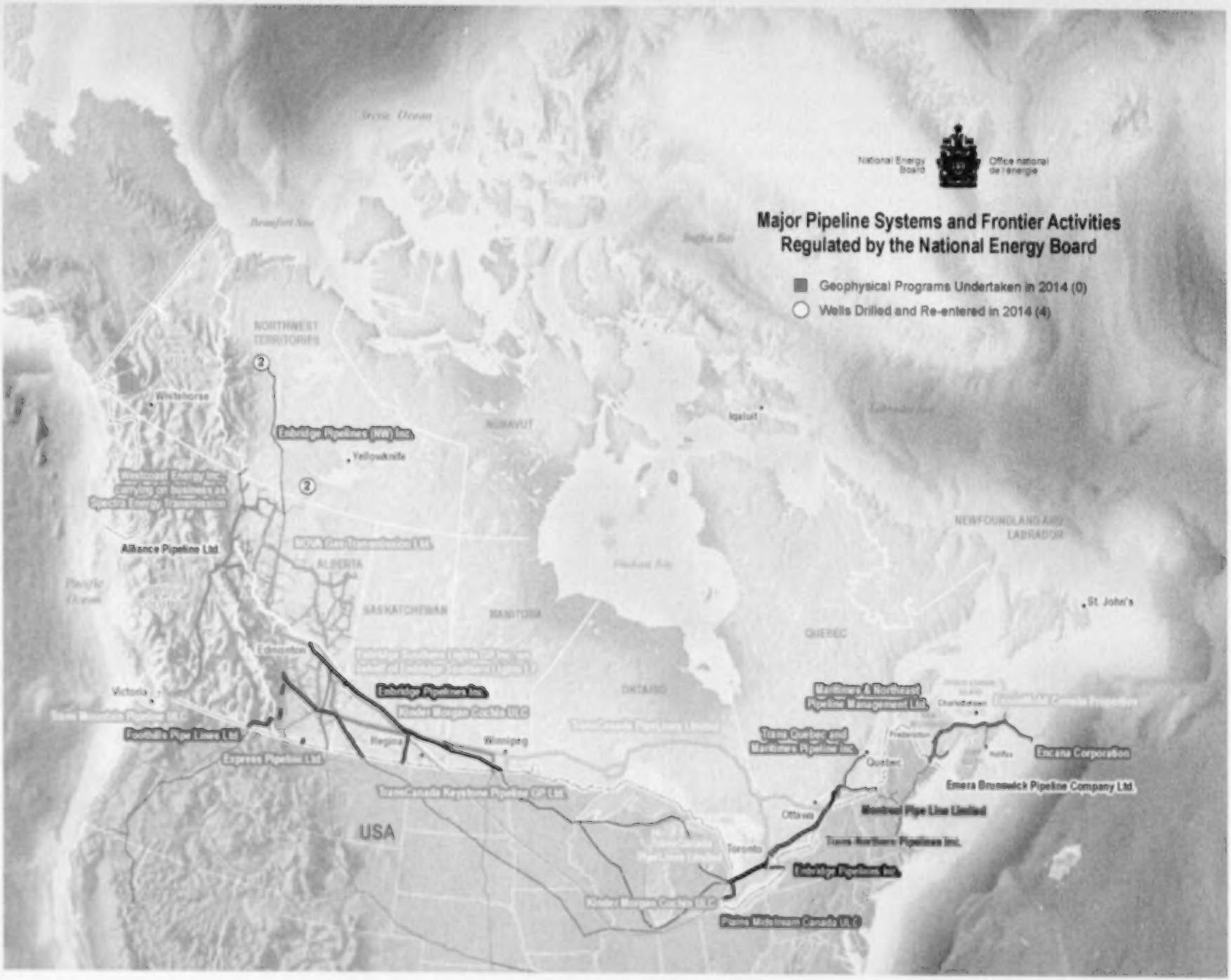
The staff of the National Energy Board is made up of highly skilled employees including: engineers, environmental specialists, auditors, inspectors, engagement staff, legal and administrative specialists, and others. We are proud of the work we do protecting the interests of Canadians. Whether it's managing public hearings, building a better Web site, recruiting talented new employees or walking pipelines conducting inspections - we know our work makes a difference in keeping energy infrastructure safe and reliable.

In order for the Board to effectively serve the Canadian public, we know they need to have confidence in the regulatory regime and believe in the Board's ability to enforce the orders, rules and regulations that are in place to protect Canadians, their communities and their environment.

Our work goes beyond approving projects and penalizing those who don't follow our rules. We are here to serve the Public. We want to make certain that Canadians know they have a regulator they can rely on, because the Canadian Public interest is at the heart of everything we do.

In order to achieve our core mandate, the Board has outlined three strategic priorities where we will:

- continue to strategically develop, refine and communicate our actions on pipeline safety and environmental protection;
- continue to focus on safety outcomes supported by a more strategic approach to engaging with Canadians; and;
- develop and implement a framework for regulatory excellence.


National Energy Board
Office national de l'énergie
Major Pipeline Systems and Frontier Activities Regulated by the National Energy Board
Geophysical Programs Undertaken in 2014 (0)
Wells Drilled and Re-entered in 2014 (4)
Arctic Ocean
Beaufort Sea
Hudson Bay
Labrador Sea
NORTHWEST TERRITORIES
NUNAVUT
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR
ALBERTA
SASKATCHEWAN
MANITOBA
ONTARIO
QUEBEC
Whitehorse
Yellowknife
Iqaluit
St. John's
Edmonton
Victoria
Regina
Winnipeg
Ottawa
Toronto
Quebec
Fredericton
Charlottetown
Halifax
USA
Alliance Pipeline Ltd
Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Enbridge Pipelines Inc.
Kinder Morgan Cochin ULC
Foothills Pipe Lines Ltd.
Express Pipeline Ltd.
TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Trans Quebec and Maritimes Pipeline Inc.
Encana Corporation
Emera Brunswick Pipeline Company Ltd.
Montreal Pipe Line Limited
Trans-Northern Pipelines Inc.
Enbridge Pipelines Inc.
Kinder Morgan Cochin ULC
Plains Midstream Canada ULC

The Board

Back (left to right): Jacques Gauthier, James Ballem, Peter Watson, Ron Wallace, Bob Vergette and Shane Parrish
Front (left to right): Mike Richmond, Allison Scott, David Hamilton, Lyne Mercier, and Phil Davies
Absent: Roland George and Kenneth Bateman

Our Role and Responsibilities

The National Energy Board (NEB or Board) is an independent federal regulator established in 1959. Our mandate is to promote safety and security, environmental protection and economic efficiency in the Canadian public interest, in the regulation of pipelines, energy development and trade. The Board reports to Parliament through the Minister of Natural Resources.

In 2014, the NEB-regulated approximately 73,000 kilometres of interprovincial and international pipelines along with approximately 1,400 kilometres of international power lines across Canada. The pipelines, owned by 101 companies, shipped approximately $159 billion worth of crude oil, petroleum products, natural gas liquids and natural gas to Canadians and export customers at an estimated transportation cost of $7 billion. Overall, 31 companies had ownership of NEB-regulated international power lines which transmitted approximately $3.6 billion of electricity into and out of Canada.

The main responsibilities of the NEB are established in the *National Energy Board Act* (NEB Act). More information on the background and operations of the NEB can be found on the Board's website, www.neb-one.gc.ca.

Full Cycle Regulation

The Board regulates Canada's federal energy infrastructure over its complete life-cycle. During the design phase of the project we review and impose conditions. When they are being built, we inspect. When they are being operated, we audit. And when a pipeline has reached the end of its usefulness, we review abandonment applications to ensure that it is abandoned in a safe and environmentally responsible manner. In other words, the Board regulates from "start to finish", and holds pipeline companies responsible for the full life-cycle of the pipelines they operate.

We also require the companies we regulate to anticipate, prevent, manage, and mitigate any potentially dangerous conditions associated with their activities. Our Board Members and staff will not hesitate to use our full enforcement toolkit to achieve compliance with rules and regulations protecting safety and the environment.

Energy Infrastructure - Today and Tomorrow

Canadians depend on the pipeline transportation system for safe, reliable and efficient energy supply, now and in the future. The ability of this system to safely deliver natural gas, natural gas liquids (NGLs), crude oil, and petroleum products is also critical to Canada's economy. The NEB is active and effective in Canada's pursuit of a sustainable energy future by integrating relevant economic, environmental and social considerations when choosing a course of action. Our requirements encourage innovation where possible but also specify mandatory design, operational practices or management methods when necessary. The regulatory framework supports a sustainable energy system that will meet Canadians' needs today, while taking into consideration the needs of Canadians tomorrow.

Applications in 2014

Companies regulated by the NEB are required to seek the Board's approval to, among other things:

- construct and operate international and interprovincial pipelines and international power lines in Canada along with related facilities and activities, or modify or abandon existing facilities;
- export crude oil, natural gas liquids and electricity and export and import natural gas; and
- establish pipeline tolls and tariffs.

Number of Applications Received 2013 and 2014

	2013	2014
Section 52 certificates	3	6
Section 58 orders	61	44
Part VI (Import/Export)	602	331
Tolls, Tolls and Tariffs	10	10
Abandonment	5	2

Decisions and Recommendations Issued in 2014 Include the Following:

Facilities

Edmonton to Hardisty Pipeline Project

On 30 January 2014, the Board recommended that Governor in Council (GIC) approve the issuance of a Certificate of Public Convenience and Necessity (Certificate) to Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) for the construction and operation of a new 90 km pipeline from Enbridge's existing Edmonton Terminal to its existing Hardisty Terminal in Alberta, subject to 17 conditions.

The Project would also include construction of a new initiating pump station at the Edmonton Terminal, a new pump station at each of Enbridge's existing Stroms and Kingman stations, and associated facilities and infrastructure at the Edmonton and Hardisty Terminals. The Board approved these additional facilities, subject to 16 conditions. The Order approving the additional facilities will take effect only if the Certificate is issued. The Board also approved Enbridge's proposed tolling methodology for the Project, subject to the Certificate being issued. Please see the NEB's website to read the complete recommendation and decision. (OH-001-2013)

Abandonment of the North Bougie Pipeline

On 6 May 2014, the Board granted Glencore Resources Ltd. leave to abandon in place the approximately 250 metre North Bougie Pipeline and associated surface equipment (Pipeline), subject to eight conditions. About 200 metres of the Pipeline are located within Canada and 50 metres are within the United States. Please see the NEB's website to read the complete decision. (MH-MW-001-2014)

Integration Asset Transfer

On 16 October 2014, the Board approved an application from Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL) to sell certain assets to AltaGas Gas and Pipeline Limited (NGTL Transferred Assets), and granted NGTL leave to purchase certain assets from AltaGas Gas and Pipeline Ltd. (AltaGas Transferred Assets). The NGTL Transferred Assets are comprised of 31 delivery and 89 receipt meter stations and 1,888 km of pipeline. The AltaGas Transferred Assets are comprised of 19 delivery and 49 receipt meter stations, one compressor station and 1,200 km of pipeline. The Board also recommended that GIC approve the issuance of a Certificate for the AltaGas Transferred Assets that would come into the Board's jurisdiction as well as the variation of an existing Certificate to reflect the NGTL Transferred Assets leaving the Board's jurisdiction. The Board granted NGTL leave to open the facilities, and approved NGTL's proposed Monetary and Non-Monetary Adjustments, should a Certificate be issued. Please see the NEB's website to read the complete recommendation and decision. (GH-002-2014)

Tolls and Tariffs

TransCanada Pipelines Ltd. 2019 to 2038 Tolls

On 28 November 2018, the Board approved revised tolls and tariff for TransCanada Pipelines Ltd.'s Mainline System. Reasons for Decision were issued on 18 December 2018. TransCanada applied for approval of a settlement agreement (Settlement) for its Mainline System. The Settlement was reached between TransCanada and three Canadian local distribution companies – Enbridge Gas Distribution Inc., Union Gas Ltd. and Gas Metro Limited Partnership. After a consensual process among TransCanada shippers and stakeholders, the Board found it could not approve the Settlement as a contested settlement under the Board's Settlement Guidelines. In April 2018, TransCanada agreed to the Board's offer to treat the Settlement as a contested tolls application. The Board approved the applied-for design for Mainline tolls for 2019 to 2020. In principle, the Board approved certain parameters for cost-adding methodology up to 2038. The Board decided to maintain pricing discretion established in the RH-003-2011 Decision but directed TransCanada to provide complete, preworking access to and the use of non-public, shipper-specific information in its exercise of pricing discretion. The Board directed TransCanada to file an application prior to 31 December 2037 to review the ongoing appropriateness of the approved toll design for the 2039 to 2020 period. Please see the NEB's website to read the complete decision. (RH-003-2018)

Part VI – Imports and Exports

Jordan Cove LNG Export License

On 21 February 2018, the Board approved an application by Jordan Cove LNG for a license to export liquefied natural gas (LNG), subject to GIC approval. Following a written process, the Board determined that the quantity of gas proposed to be exported by Jordan Cove LNG is surplus to Canadian needs. Jordan Cove LNG's request for exemption from the Reporting Regulations was denied; however, the Board accepted Jordan Cove LNG's request for a 15 per cent annual tolerance and a 10-year sunset clause. The export license authorizes Jordan Cove LNG to export 370,000 billion cubic metres (109 m³) over a 25-year term. LNG will be exported from Canada at the natural gas pipeline export points near Kingsgate and Huntingdon, British Columbia. Please see the NEB's website to read the complete decision. (GH-1-2018) (2019-03-01)

Triton LNG Limited Partnership Export License

On 16 April 2018, the Board approved an application by Triton LNG LP to export LNG, subject to GIC approval. The Board determined that the quantity of gas proposed to be exported by Triton LNG LP is surplus to Canadian needs. Triton LNG LP's request for exemption from the Reporting Regulations was denied; however, the Board accepted Triton LNG's request for a 15 per cent annual tolerance and a 10-year sunset clause. The export license authorizes Triton LNG to export 330,000 billion cubic metres (109 m³) over a 25-year term. LNG will be exported from Canada at the outlet of the receiving arm of a proposed natural gas liquefaction terminal to be located in the vicinity of Prince Rupert, British Columbia. Please see the NEB's website to read the complete decision. (GH-1-2018) (2019-03-01)

Oregon LNG Marketing Company, LLC Export License

On 1 May 2018, the Board approved an application by Oregon LNG Marketing Company, LLC (Oregon LNG) to export LNG, subject to GIC approval. The Board determined that the quantity of gas proposed to be exported by Oregon LNG is surplus to Canadian needs. The Board accepted Oregon LNG's request for a 15 per cent annual tolerance and a 10-year sunset clause. The export license authorizes Oregon LNG to export 370,000 billion cubic metres (109 m³) over a 25-year term. LNG will be exported from Canada at the natural gas pipeline export points near Kingsgate and Huntingdon, British Columbia. Please see the NEB's website to read the complete decision. (GH-1-2018) (2019-03-01)

Aurora LNG Ltd. Export License

On 1 May 2018, the Board approved an application by Aurora LNG Ltd. to export LNG, subject to GIC approval. The Board determined that the quantity of gas proposed to be exported by Aurora LNG is surplus to Canadian needs. The Board accepted Aurora LNG's request for a 15 per cent annual tolerance and a 10-year sunset clause. The export license authorizes Aurora LNG to export 899,000 billion cubic metres (109 m³) over a 25-year term. LNG will be exported from Canada at the outlet of the receiving arm of a proposed natural gas liquefaction terminal to be located in the vicinity of Prince Rupert, British Columbia. Please see the NEB's website to read the complete decision. (GH-1-2018) (2019-03-01)

Service Standards and Results in 2014

Service standards are an essential tool in today's results-based management environment. The NEB has its own internal service standards for many regulatory functions and services. The Board communicates to the public and stakeholders the expected timeline in which an application or request will be processed, having due regard to the assessment it must carry out to fulfill the NEB's mandate as stipulated in the legislation.

The following tables 1, 2 and 3 list the overall NEB service standards and results, as well as the standards and results for electricity export applications and section 58 applications in 2014.

Table 1 - NEB Service Standards and Results in 2014

Task	Service Standard	No. of Applications or Requests	Results
Release of Hearing Decisions and Recommendations	100 % of Reasons for Decision or Recommendation for applications under s.52, 58 or 58.16 completed no later than 15 months from the Board's determination.	3	100%
Release of Hearing Decisions and Recommendations	80% of Reasons for Decision or Recommendations for applications other than s.52, 58 or 58.16 completed within 12 weeks following a public hearing.	5	100%
COGO Act Applications to drill a well	Decision rendered within 21 calendar days of the receipt of a complete application	0	n/a
COGO Act Applications to alter the condition of a well	Decision rendered within 21 calendar days of the receipt of a complete application	4	100%
COGO Act Geological and Geophysical Applications	Decision rendered within 30 calendar days of the receipt of a complete application	3	100%
Authorization for export of crude oil and/or petroleum products	Two working days (short-term orders only)	36	100%
Authorization for export and import of natural gas	Two working days (short-term orders only)	232	99%
Authorization for export of NGLs	Two working days (short-term orders only)	14	100%
CPR Act Applications Significant Discovery Applications on frontier lands	80% of decisions rendered within 90 calendar days from the day that all information is available to begin the evaluation process	0	n/a
CPR Act Applications Commercial Discovery Applications on frontier lands	80% of decisions made within 90 calendar days from the day that all information is available to begin the evaluation process	0	n/a
Landowner Complaint Process	100% of requests responded to within 10 calendar days	19	100%
Financial Audits	80% of draft audit reports will be sent to the company within eight weeks of field work completion	2	100%

Table 2 - Service Standards and Results for Electricity Export Applications in 2014

Category	Category Description	Service Standard	No. of Applications	Results
A	Minor complexity of issues	80% of decisions released within 40 calendar days following the completion of the Notice of Application period	9	100%
B	Moderate complexity of issues	80% of decisions released within 90 calendar days following the completion of the Notice of Application period	0	n/a

Table 3 - Service Standards and Results for Section 58 Applications in 2014

Category	Category Description	Service Standard	No. of Applications	Results
A	Minor complexity of issues with no third party interest	80% completed within 40 calendar days of the receipt of a complete application	8	100%
B	Moderate complexity of issues with possible third party interest	80% completed within 90 calendar days of the receipt of a complete application	25	96%
C	Major complexity of issues with likely third party interest	80% completed within 120 calendar days of the receipt of a complete application	6	83%

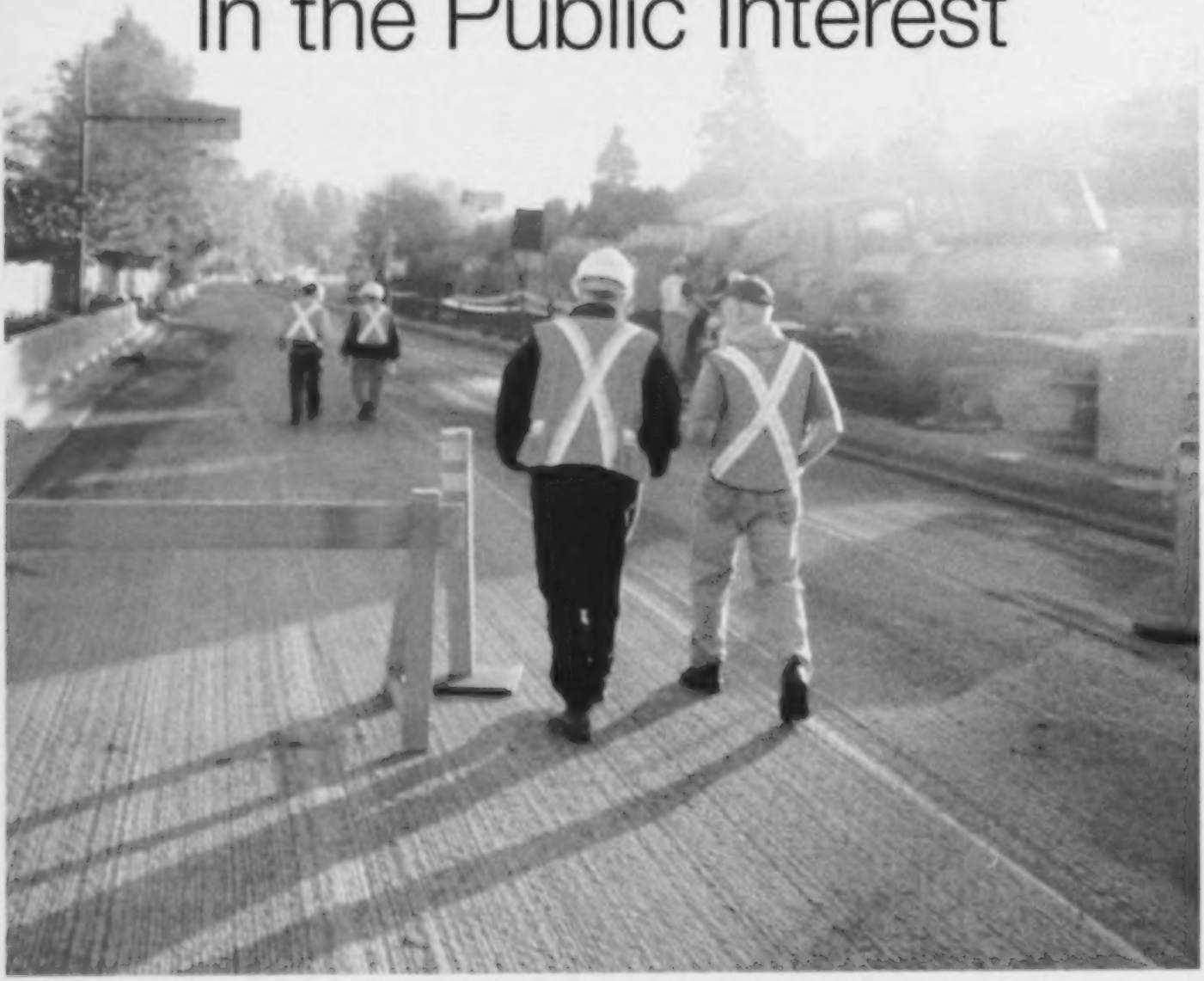
Set-Aside Mechanism and Collection Mechanism for Abandonment – A Life-cycle Approach

The NEB regulates the full life-cycle of pipelines – from design, to construction, to operation, and eventual abandonment and reclamation of the right of way (RoW). The NEB Act requires a public hearing when a company files to abandon its pipeline. An application for abandonment must include an abandonment plan that has involved consultation with persons and groups potentially affected by the proposed abandonment.

In May 2009, the NEB released a decision directing all NEB-regulated companies to begin setting aside abandonment funds and to set out a five-year Action Plan. The five-year Action Plan contained steps to facilitate the setting-aside and reporting on funds by 2015.

In May 2014, the NEB released Reasons for Decision MH-001-2013 which completed the tenth and final step of the five-year Action Plan. The NEB found trusts, letters of credit and surety bonds as suitable set-aside mechanisms. Toll surcharges and revenue requirement line items were found as acceptable approaches to collect funds when consistent with requirements specified by the NEB. The Board approved collection periods, or the number of years to fully fund abandonment costs, ranging from eight years to 40 years. Included in the Reasons for Decision were timelines for compliance filings which required NEB-regulated pipeline companies to have mechanisms consistent with the decision in place by 1 January 2015.

In the Public Interest



The NEB regulates pipelines, energy development and trade in the Canadian public interest. The public interest is inclusive of all Canadians and refers to a balance of economic, environmental and social considerations that changes as society's values and preferences evolve over time.

A key component of this process is listening to what Canadians have to say about how energy infrastructure is developed and regulated, engaging them in meaningful dialogue about issues and solutions, and publically sharing information about regulatory initiatives.

NEB Engagement

Number of Engagement Activities

Engagement Type	2011	2012	2013	2014
Application specific	56	23	45	135
Non-application specific	22	13	9	17

Participation of Aboriginal Groups in the Regulatory Process

We are committed to reaching out to Aboriginal groups early in the hearing process where there is a potential impact on the rights and interests of Aboriginal groups from NEB-regulated projects. The Board's Enhanced Aboriginal Engagement (EAE) initiative aims to provide proactive contact with Aboriginal groups that may be affected by a proposed project, and to assist Aboriginal groups in participating in the NEB's regulatory process.

In 2014, under the EAE initiative, we contacted 404 Aboriginal communities and organizations, and held 54 meetings with them, many in their own communities – an increase from last year where we contacted about 188 communities and organizations, and held 19 meetings. These meetings provide an opportunity for Aboriginal representatives to have their questions answered about NEB processes. We also have Process Advisors who, as part of their role, support Aboriginal groups who are participating in public hearings.

The Board is committed to hearing from Aboriginal groups in a way that respects their values and traditions. In an effort to make public hearings more accessible to Aboriginal people, the NEB adapts its processes to assist Aboriginal intervenors so they may effectively participate. The Board continues to integrate Aboriginal ceremonies and traditional practices into our hearing processes at the request of Aboriginal participants. Since Aboriginal groups maintain an oral tradition, this year during the North Montney and TransMountain Expansion Project hearings we provided Elders and other community members with the opportunity to give their evidence orally at the hearing as well as in writing.

For all facility projects regulated by the Board, including those which do not require a public hearing, the Board continues to require companies to contact potentially impacted Aboriginal groups early in their project planning to explain the project and consider any concerns they may have in the project design.

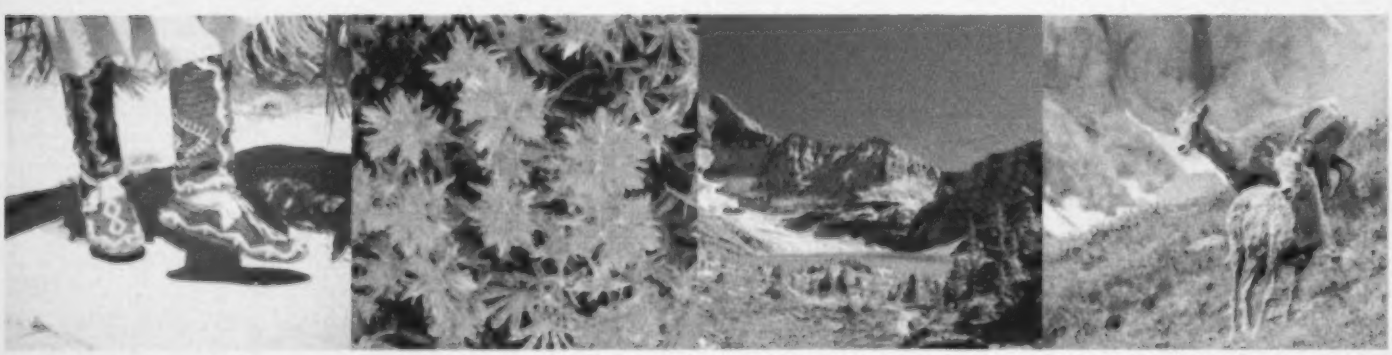
Application to Participate Process

Public participation is an important element of an open and effective regulatory process. Under the NEB Act, the Board must hear from those who are directly affected, and may hear from those with relevant information or expertise.

In developing its Application to Participate process, the Board listened to public feedback about the Application to Participate application form and the process in general. In 2013, we made the application form easier to use by introducing a web-based form which is unique to each project and provides step-by-step instructions. In November 2014, we launched a video on our website which explains the Application to Participate process and guides people through the on-line form. Process Advisors are available to assist applicants by phone or email for one-on-one support. They also offer online information sessions that provides an overview of the application to participate and hearing processes.

Participant Funding

The NEB administers a Participant Funding Program which provides financial assistance to support timely and meaningful engagement of individuals, Aboriginal groups, landowners, incorporated non-industry not-for-profit organizations, or other interest groups who seek to intervene in the NEB's oral hearing process for facilities applications.



Since the program began in 2010, the NEB has made available more than $7 million for 13 hearings. Nearly 80 per cent of that amount went directly to Aboriginal groups who participated in a hearing process. The program's largest funding envelope to date was allocated in 2014 on the Trans Mountain Expansion project hearing. Funds allocated to that hearing are now up to $3 million. Over the past year, the program has been preparing for the Board's largest hearing to date, the Energy East Pipeline Project.

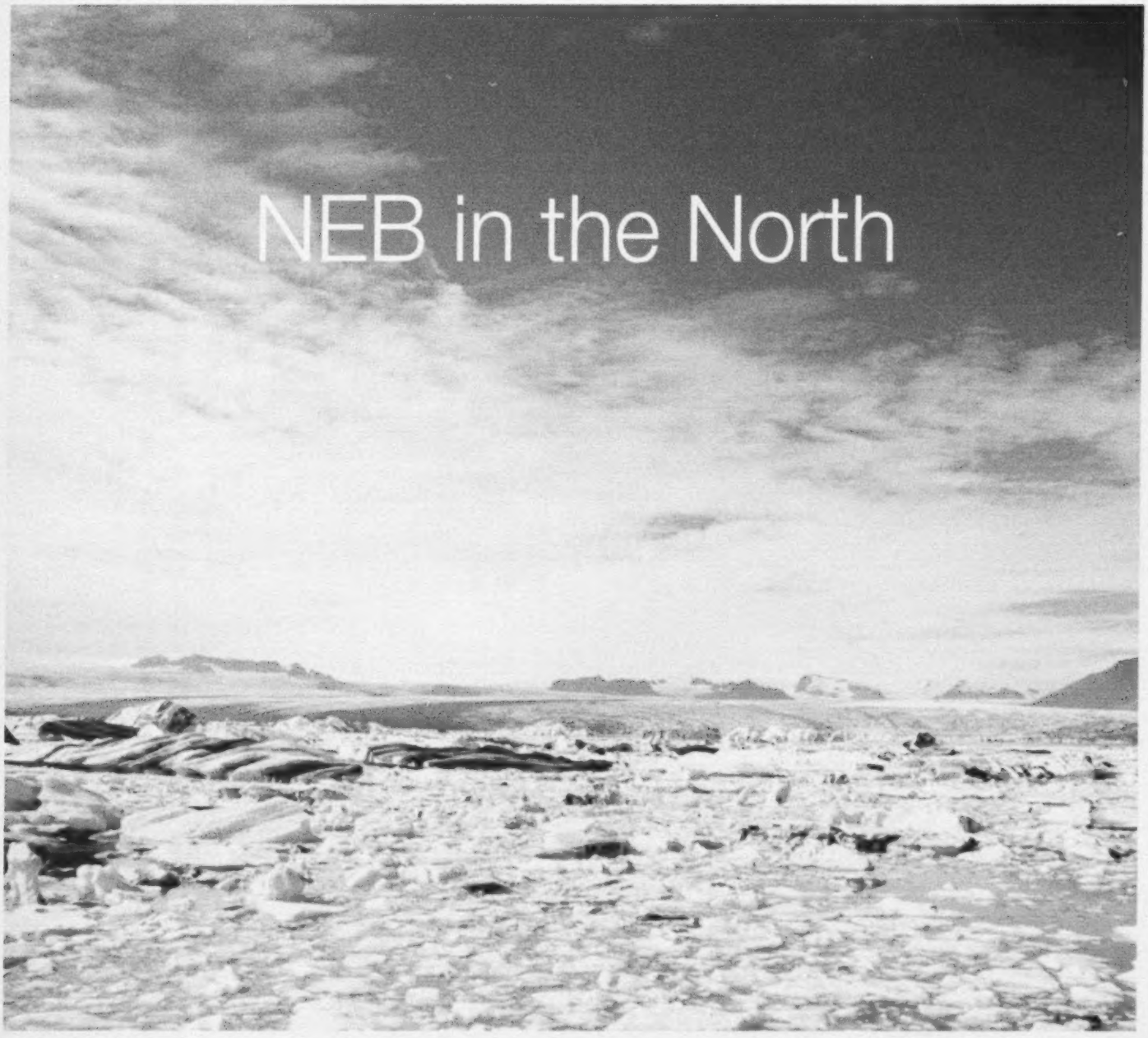
We have responded to public feedback to make our decisions more transparent by giving reasons and by revising the program Guide and application form to make it easier to use. We have also provided more information on the amount of funding applicants can expect from the program.

Land Matters Group

Land Agent Code of Conduct

The Land Matters Group (LMG) is a multi-stakeholder advisory group consisting of members of the public, industry and aboriginal groups who have a vested interest in land matters and who are impacted by the activities of companies that are subject to NEB regulation. The LMG is designed to bring together the knowledge and expertise of these diverse groups to facilitate in-depth discussion on land matters and to inform regulatory development. This is in keeping with the Board's strategic priority of "We engage Canadians." The group of roughly 60 self-identified members is led by a steering committee of up to twelve key stakeholders. These stakeholders meet in Calgary three to four times each year.

As one of its initiatives this year the LMG worked with the Canadian Energy Pipeline Association (CEPA) on a Code of Conduct and training package to be used by CEPA's member companies for land agent training. The documents were completed and published on CEPA's website in spring 2014. CEPA has indicated that feedback on these documents from the LMG and other stakeholders will be considered at regular intervals. The LMG will be engaged in a similar fashion this upcoming year to provide input into CEPA's development of a common easement agreement. Draft wording for that initiative is expected to be provided to the LMG for input in Q1 2015. Other consultation initiatives include the NEB's proposed *Damage Prevention Regulations*, enforcement policy development and accessibility of company emergency response plans.



NEB in the North

Northern Preparedness

Northern Engagement 2014

In 2014 the Board continued its northern engagement activities through meetings with communities, youth, governments, environmental non-government organizations, regulatory agencies, and land claim institutions. Over 30 such meetings have taken place involving the NEB's Chair and CEO, Board Members, and NEB staff in 2014. Through these meetings the Board demonstrated its commitment to listening to those who would be most affected by oil and gas activities in Canada's North.

Engagement initiatives also involved the Board's continuing participation in a number of working groups, committees, and conferences. These have included the NWT Board Forum, the Arctic Council, the Beaufort Regional Environmental Assessment, the Arctic Security Working Group, and emergency preparedness exercises (such as the CANUSNORTH exercise conducted in September 2014). The NEB also participated in the inaugural meeting of the Arctic Regulators Forum, where regulators share lessons learned and best practices, and discussed regulatory issues. NEB Board Members and staff made presentations at several conferences including the Inuvik Petroleum Show, the Canada-United States Northern Oil and Gas Research Forum, the North of 60 Aboriginal Land and Resources Development Conference, and the 42nd annual Yellowknife NWT Geoscience Forum.

Regulatory Developments

In January 2014, the Government of Canada introduced a new Bill, the Energy Safety and Security Act (Bill C-22), in Parliament which proposes important changes to the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA) and the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA) to provide for open and transparent processes in the North. The Bill would, for example, enable the NEB to conduct a public hearing in relation to the exercise of any of its powers or the performance of any of its duties under COGOA, and reduce the scope of privilege associated with CPRA and COGOA filings. The changes would also allow the Board to establish and manage a participant funding program for environmental assessments where CEAA 2012 applies.

Additionally, the Board undertook to update its Filing Requirements for offshore drilling in the Canadian Arctic to address information expectations for emergency management planning, and actively sought feedback on appropriate guidelines for Financial Responsibility for operating companies.

Devolution

On 1 April 2014, the Government of the Northwest Territories (GNWT) assumed responsibility for onshore oil and gas activities in the NWT outside the Norman Wells Proven Area, and other miscellaneous lands. The NEB and GNWT signed a Service Agreement to allow the NEB to provide technical services and advice to support the GNWT's oil and gas regulatory functions for projects, and transfer records post-devolution. The NEB is committed to supporting the GNWT and the Government of Canada where it can to facilitate the seamless transition of oil and gas regulatory responsibilities in the NWT.

The Board continues in specified areas to have regulatory responsibilities for oil and gas exploration and production activities under the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA), the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA), the *Northwest Territories Oil & Gas Operation Act* (OGOA) and the *Northwest Territories Petroleum Resources Act* (PRA).[1]

The NEB also continues to have regulatory oversight under the NEB Act for pipeline projects that cross Territorial borders in the North - such as Enbridge's Norman Wells Line 21.

Arctic Offshore Drilling - Same Season Relief Well (SSRW) Technical Proceedings

During the Review of Offshore Drilling in the Canadian Arctic the Board reaffirmed its SSRW policy that says the applicant must demonstrate, in its contingency plan, the capability to drill a relief well to kill an out-of-control well during the same drilling season. The intended outcome of this policy is to minimize harmful effects on the environment. An applicant wishing to depart from the policy would have to demonstrate how they would meet or exceed the intended outcome of the policy. In spring 2014, both Imperial Oil Resources Ventures Limited (IORVL) and Chevron Canada Limited (Chevron) requested an advance ruling on whether their respective well control approaches would meet the intended outcome of the NEB's SSRW Policy. The Board determined that it would be beneficial, early in the regulatory review process, to establish whether the proposals would meet the intended outcome of the SSRW Policy, as it is a major element of both projects.

1 Areas to which such responsibilities relate include Nunavut; Sable Island; the Inuvialuit Settlement Region onshore; that part of the onshore that is under the administration of a federal minister (including the Norman Wells Proven area and other miscellaneous parcels); that part of the internal waters of Canada or the territorial sea of Canada that is not situated in a province other than the Northwest Territories; or in that part of the onshore that is not under the administration of a federal minister, and the continental shelf of Canada, but does not include the adjoining area as defined in section 2 of the Yukon Act.

On 11 July 2014 the Board granted the requests of IORVL and Chevron and initiated two SSRW Technical Proceedings. The Board invited public comment on a Draft List of Issues for the Technical Proceedings and released a Revised List of Issues on 4 September 2014. The submission of the detailed proposal from IORVL is pending. On 17 December 2014, Chevron notified the Board that it will not be proceeding with an SSRW Technical Proceeding.

Geophysical, Drilling and Production Applications

The NEB granted two geophysical operations authorizations, two drilling and production operations authorizations, and five well approvals. Also of note the NEB posted the first two hydraulic fracturing fluid product component information records for the Northwest Territories on the FracFocus.ca website.

CANUSNORTH Exercise - 2014

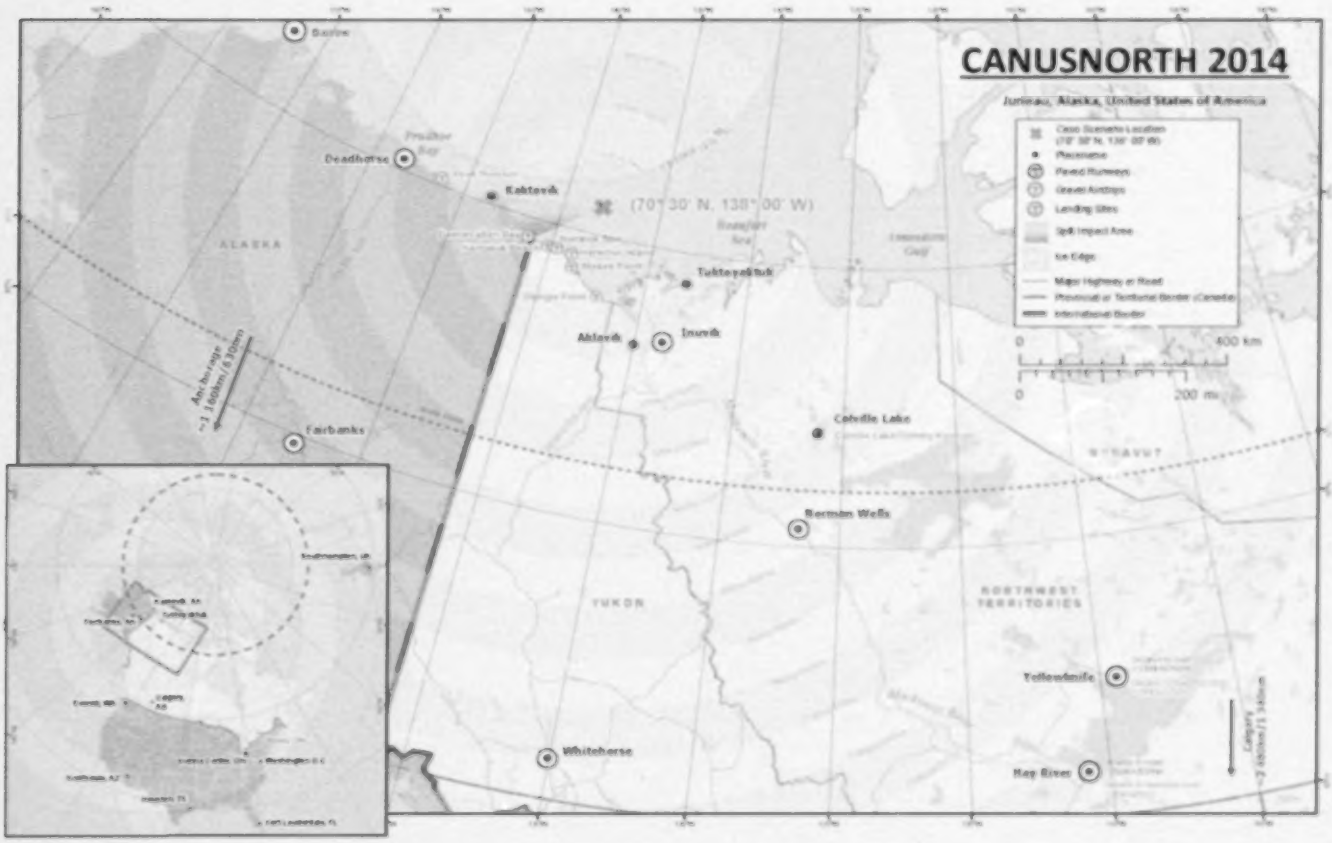
Under the Canada-United States Joint Marine Pollution Contingency Plan (JCP), the Canadian and United States Coast Guards are required to exercise each geographic annex to the plan every two years.

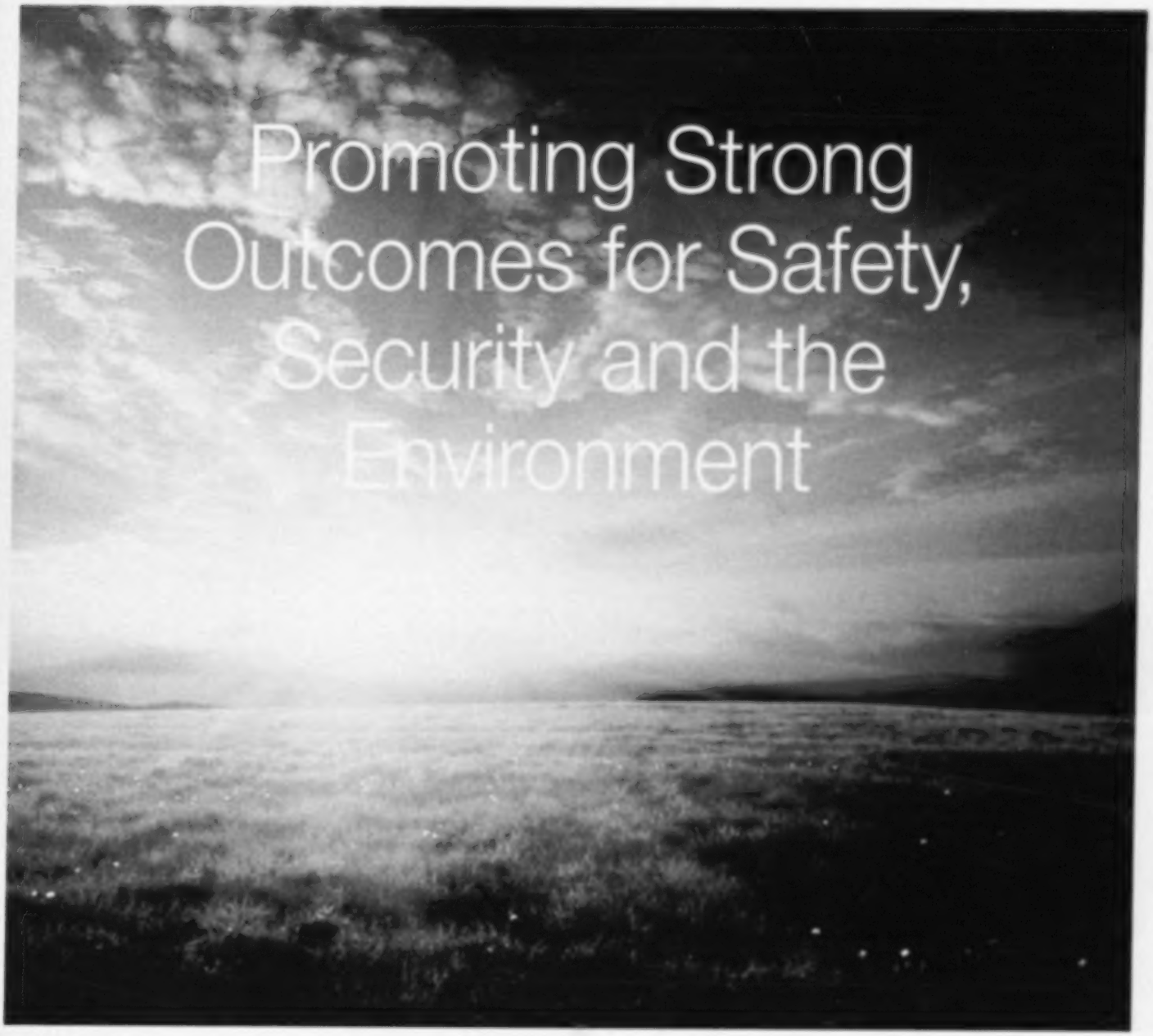
In September 2014 in Juneau, Alaska, the NEB participated in the CANUSNORTH discussion-based tabletop exercise for a well control incident scenario in the Canadian Beaufort Sea.

CANUSNORTH is the short form used to refer to the Annex of the Canada-United States Joint Marine Pollution Contingency Plan (JCP) that covers the Beaufort Sea. The JCP defines the roles and responsibilities of the various players who would participate in the cleanup efforts of a marine pollution incident (in the unlikely event that it were to occur), in the contiguous waters between Canada and the United States. The biannual exercises are alternately hosted by each country.

In 2014, the NEB was a member of the Joint Design Team for the exercise along with the US Coast Guard (host), the Canadian Coast Guard, and nine other U.S. and Canadian agencies or organizations.

Sixty participants from 16 organizations shared information about the challenges of the regional northern geography, infrastructure, transportation and the multi-jurisdictional interactions and agencies' roles. The exercise allowed the various federal, state and territorial agencies and Alaskan industry responders to gain an awareness and understanding of emerging or potential Beaufort region maritime activities and the opportunities to enhance preparedness for marine pollution events.





Promoting Strong Outcomes for Safety, Security and the Environment

The safety of Canadians and protection of the environment in the construction, operation and abandonment of pipeline facilities regulated by the NEB are the Board's top priorities, and have been a part of our mandate since 1959.

We are Canada's energy regulator and safety is our top priority. Our safety programs are designed to make sure companies are effective in managing safety and environmental protection throughout the entire lifecycle of a pipeline - from design to construction, operation and through to abandonment. We maintain a proactive approach to incident prevention and we take all available actions to protect the environment and the public.

In order to deliver on our mandate, we have regulations in place that set clear expectations for industry. We evaluate project proposals, monitor compliance and enforce rules.

Holding Companies Accountable

The NEB's expectations of regulated companies are set out in the Acts and regulations relevant to the Boards mandate, as well as Board directions and orders. Companies are also expected to adhere to any commitments they make in their submissions to the Board throughout all phases of regulatory oversight. This combination of performance based management practices, prescriptive standards and project-specific conditions mean that all aspects of a company's operation are governed by legal requirements, from design through to abandonment. Companies are responsible for complying with these requirements in order to manage safety and security, and to protect the environment during the lifecycle of their facilities and pipelines. The NEB holds its regulated companies accountable against these expectations using a rigorous compliance verification and enforcement program, and through enforcement actions.

Compliance Verification Activities (CVA)

The Board uses CVAs to gather information about the state of compliance in a specific area of a company's operations or to investigate whether companies are taking the appropriate preventive or corrective actions. The Board's suite of CVAs includes:

- inspections (of facilities under construction or in operation)
- emergency exercise evaluations
- emergency procedures manuals reviews
- compliance meetings (to check the progress of programs or corrective actions)
- management system audits, and
- reviews of post-construction monitoring reports.

In 2014, the NEB conducted a total of 353 compliance activities related to security, public safety and environmental protection, as compared to 303 compliance activities in 2013 - as seen in Table 4. We continue to increase the overall number of CVAs we do to determine the adequacy, effectiveness and implementation of a company's Management System, in the areas of Emergency Management, Integrity, Safety, Security and Environmental Protection. Compliance verification activities are designed to provide feedback to the company, to determine if legislation and expectations are being followed, to assess if enforcement is required, and to compile information on the company's performance for the purposes of establishing trends and for assessing the amount of oversight required in the future.

During a CVA, Inspection Officers are able to observe the compliance status of regulated companies. Where a non-compliance is observed, follow-up is undertaken to verify corrective actions have been put in place and to determine appropriate enforcement actions. The results of compliance verification activities are used along with other inputs such as incident data to inform the NEB's compliance plan for the coming year.

Table 4 - 2014 NEB Compliance Activities (1 January 2014 to 31 December 2014)

Compliance Activity	2013 Completed Activities	2014 Completed Activities
Inspections	169	230
Emergency Exercises	12	13
Emergency Procedures Manual Review	22	19
Compliance Meetings	70	64
Audits	4	6
Report Reviews	26	21
Total	303	353

Enforcement Actions

Where non-compliances have been noted through CVAs, enforcement actions are used to achieve compliance as quickly and as effectively as possible. Achieving compliance reduces hazards and protects the safety of workers, the public, the environment and property. The NEB's guiding enforcement policy states:

> NEB enforcement tools are not mutually exclusive and more than one measure may be employed to obtain compliance, deter future non-compliance or to prevent incidents/accidents. When safety, security or environmental protection issues are identified, the NEB will use the most appropriate and efficient enforcement tool.

The Board has taken the following enforcement actions in 2014:

- 302 Notices of Non-Compliance[2] (NNC) and Assurances of Voluntary Compliance (Canada Labour Code-related issues)
- 3 Inspection Officer Orders (IOO)
- 5 Safety Orders
- 6 Administrative Monetary Penalties (AMPs)

2 An NNC is a written undertaking issued by the inspection officer to a NEB regulated company or third party when non-compliance with a low probability of harm to people or the environment is observed, and time is required to address the issue. It is intended to bring compliance issues to the attention of the company/individual, in order to prompt the necessary action to help to compliance. The inspection officer will determine an effective corrective action, consult with the regulated company, and propose a reasonable timeline to correct the non-compliance.

Emergency Management

The NEB holds regulated companies responsible for anticipating, preventing, managing and mitigating incidents of any size and duration. Companies are accountable for leading the response to incidents.

When the NEB is notified of an incident, its top priority is safety and security of people, and protection of property and the environment. The Board has a comprehensive Emergency Management Program, which can include a field response. The NEB role as lead regulatory agency is to monitor, observe and assess the overall effectiveness of the company's emergency response. Further, the NEB makes sure that the pipeline is safe to restart and we verify that a regulated company conducts an adequate and appropriate clean-up and remediation of any environmental effects resulting from the incident.

NEB staff conducted on-site responses to the following four incidents in 2014. These incidents were:

- Enbridge Pipelines Inc. station crude oil leak of 12 to 20 m^3 released in Regina, Saskatchewan (SK).
- TransCanada PipeLines Limited, Emerson Lateral Line 400-1 downstream of MLV 402-1, Canadian Mainline, natural gas pipeline rupture, near Otterburne, Manitoba (MB).
- NOVA Gas Transmission Ltd. rupture and release of gas on the North Ferrier Lateral 18" line near Rocky Mountain House, Alberta (AB).
- Enbridge Pipelines Inc. Regina Terminal pump station crude oil release of 215 m^3. The pump station is located in the industrial section of Regina, SK.

The NEB expects that companies will incorporate lessons learned from an incident into its Management System with the goal of preventing future incidents.

Safety Culture

The analysis of several incidents has revealed that organizational culture, specifically the values, assumptions, beliefs, and behaviours related to safety and risk, may positively or negatively influence safety and environmental protection outcomes. This has highlighted the need for companies to foster the development of an organizational culture in which safety is a core value demonstrated by all personnel at all times.

Culture influences what people see, hear, feel, and say. Most importantly, it influences the decisions and actions of people in an organization. These behaviours ultimately drive safety performance. For this reason, the Board has embarked on a path to strengthen and improve industry-wide performance and awareness of the role that culture plays in contributing to or building defenses against incidents.

As part of this effort, the NEB, in coordination with the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, and the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board, developed a safety culture discussion paper with draft definition and framework, which was released for public comment in October 2013.

The consultation process ended on 30 January 2014. A number of stakeholders and interested parties provided comments and recommended improvements to the background material and draft safety culture framework.

The Board considered these comments in the development of its *Statement on Safety Culture* released in June 2014. This Statement is intended to promote learning and a shared understanding of safety culture across the oil and gas sector in Canada. It is also intended to express the Board's expectations of regulated companies to build and sustain a positive safety culture.

The NEB has continued this effort by engaging with stakeholders, subject matter experts, and other interested parties. Following the release of the Statement on Safety Culture, in June 2014, the Board led the creation of a North American Regulators Working Group on Safety Culture. The group's purpose is to collectively advance and coordinate regulatory initiatives and outreach related to safety culture. It has recently begun developing safety culture indicators that may be used by regulators to gather intelligence of potential cultural hazards and best practices found across industry.

The Board intends to include these new indicators in its inspections, audits, and incident investigations. Related lessons will be shared with stakeholders and the public in order to improve awareness of safety culture's role in supporting or detracting from safety and environmental protection. In addition, individual company information will supplement other performance data collected by the Board in order to inform the regulators' risk informed approach to compliance activity planning and oversight.

Incident Management

Incidents are a reporting requirement under the NEB's regulations. In 2014 the Board provided additional guidance to its regulated companies as to what constitutes an incident (*NEB Event Reporting Guidelines*). In this document the NEB directed companies to use the precautionary approach to reporting which can be summarized as "when in doubt, report". This will be used in circumstances where it is unclear whether an event meets the definition of an incident under the NEB regulations.

At the same time the above document was released, the NEB also rolled out its new Online Event Reporting System (OERS) for use by regulated companies to report events, including incidents, to both the NEB and the Transportation Safety Board (TSB). The new system mandates specific information from companies on various events which the NEB will use to identify trends or areas of focus for companies.

The NEB holds regulated companies responsible for anticipating, preventing, mitigating and managing incidents of any size and duration. Companies are accountable for leading the response to incidents and they are responsible for addressing impacts associated with incidents. When the NEB is notified of an incident, its top priority is safety and security of people, and protection of property and the environment.

The Board has a comprehensive Emergency Management Program, which can include a field response. Our role as lead regulatory agency is to monitor, observe and assess the overall effectiveness of the company's emergency response. The NEB may become a member of Unified Command, as appropriate, in the Incident Command System when the company involved uses the incident management system. The NEB Incident Commander, as part of Unified Command, will sign off on the Incident Action Plan (IAP) that establishes the objectives and priorities of the response, the resources and the operational period. Further, we verify that a regulated company conducts an adequate and appropriate clean up and remediation of any environmental effects resulting from the incident.

In 2014, there were 76 reportable incidents under the *Onshore Pipeline Regulations* (OPR) compared to 121 in 2013 – an overall decrease of approximately 37 per cent. Figure 5 shows the number of events which occurred from 2008 through 2014 that resulted in an incident. Many variables affect the number of incidents that are reported on an annual basis however it is encouraging to see that number falling.

Overall, incidents are down in each category with the exception of fires/explosions and significant adverse effects on the environment. In addition, there were two multiple incident events whereby a gas release also ignited, so they are reportable as both a gas release and a fire under the OPR. Figure 6 compares the number of reportable incidents by type in 2013 to 2014.

The following sections break down the different incident types and describe what each type is, what the data tells the NEB as well as what actions the NEB has and continues to do as a result of incident reporting.

Figure 5: Total Number of Events Resulting in Incidents under the Onshore Pipelines Regulations (OPR) 2008-2014

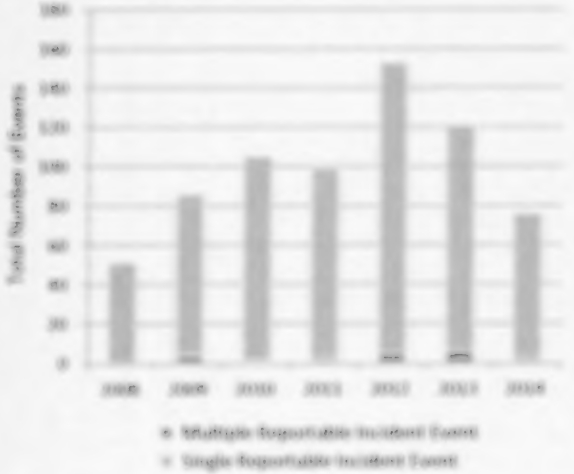
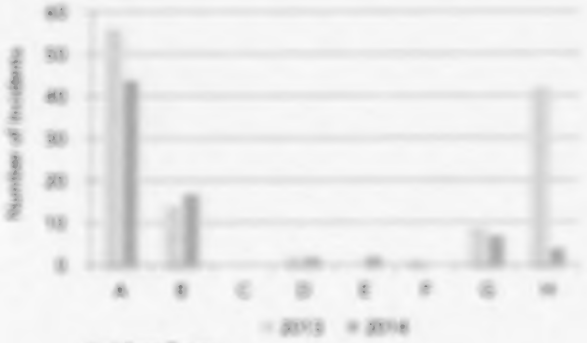


Figure 6: Number of OPR Incidents by Type, 2013 vs. 2014



Incident Types:
- A Gas Releases
- B Fires
- C Explosions
- D Serious Injuries
- E Significant Adverse Effects on the Environment
- F Fatalities
- G Liquid Releases
- H Operation Beyond Design Limits (OBDL)

Fatalities

Every life is precious, and the Board works tirelessly toward a 'zero fatality' performance associated with its regulated pipelines. Given that goal, it is encouraging to note that during 2018 there were none.

The CPR requires companies to report all fatalities associated with the construction, operation or abandonment of an NEB-regulated pipeline. Over the seven years from 2008 through 2014, six fatalities have occurred on NEB-regulated facilities all of which are investigated by NEB staff. The most common cause of fatalities on NEB-regulated facilities is vehicle accidents.

The NEB will continue to focus on safety during inspections and continue to work toward improving safety culture in industry.

Serious Injuries

The CPR requires companies to report serious injuries associated with the construction, operation or abandonment of an NEB-regulated pipeline. By far the most common serious injury reported is fractures of major bones; both of the serious injuries reported in 2018 were of this nature. Since 2008 a total of 22 serious injuries have been reported on NEB-regulated facilities (see table 7). The data suggests that more serious injuries occur in years where there are higher levels of pipeline construction.

NEB inspectors focus on safety of workers during inspections and regularly often on multiple occasions, inspect large pipeline construction projects. The NEB has also issued safety advisories to industry when it has identified an emerging issue or recurring issue that requires additional attention from several companies. For example the NEB issued a safety advisory in 2018 regarding material handling and overhead crane equipment.

The NEB will continue its work on proactively identifying areas that industry can focus on to improve the overall safety of the public and employees.

Significant Adverse Effects on the Environment

A significant adverse effect on the environment is part of the definition of incident under the CPR. The NEB provided additional clarification on this type of incident in the *NEB Event Reporting Guidelines*. A significant adverse effect on the environment is defined as: the release of product or physical substances (e.g. sediment or mud) at a concentration or volume sufficient to cause an irreversible, long-term, or continuous change to the ambient environment in a manner that causes harm to human life, wildlife, or vegetation. The most common incidents that fall into this category are:

Releases of toxic substances that are not hydrocarbon or commodity products such as glycol (antifreeze); and

Releases that are less than the reportable limit of 1.0 m^3 but affect sensitive environments such as waterbodies.

There were no significant adverse effects on the environment incidents in 2013, however there were two incidents in 2014. One was related to a leak of 1.362 m^3 of glycol on company property while performing integrity testing on the compressor-station glycol lines. The other involved the loss of six 'dikes' (slits) into the Peace River. The equipment that caused the leak was isolated, taken off line to be cleaned for inspection, and was subsequently repaired.

Prior to the *NEB Event Reporting Guidelines* referenced above, companies were unclear on what the NEB considered to be an incident that cause a significant adverse effect on the environment. The Board has since clarified the reporting requirements for companies. Going forward, the NEB expects that there will be an increased awareness of reporting incidents such as these which will allow the NEB to use the resulting data more effectively.

Table 7: Number of Serious Injuries reported under the CPR 2008-2014

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Serious Injury	3	4	0	1	6	2	2

Fires and Explosions

The OPR requires that companies report unintended fires associated with the construction, operation or abandonment of an NEB regulated pipeline regardless of size or cause. The vast majority of the reported incidents from 2008 to 2016 that occur in this category are small electrical or equipment fires that are extinguished quickly by on site staff.

Figure 8 shows the number of fires and explosions that have occurred annually since 2008. In 2016 there were 17 reports of fires in 2016 and no explosions. Similar to other years the most common type of fire in 2016 was small electrical or equipment fires.

In 2012 after an increase in the number of small fires NEB inspectors identified the need to focus on company equipment maintenance and inspections during compliance verification activities. NEB inspectors will continue to do so going forward.

Total Volumes of Liquids Released vs. Number of Liquid Releases

The OPR requires companies to report all liquid hydrocarbon releases >1.0 m³ in volume as incidents. Regardless of cost the NEB expects companies to address all impacts of a release.

A total of seven reportable liquid releases occurred in 2016 down from nine liquid releases in 2015. The amount of product released totalled 264.25 m³ with 90 per cent of the product released in 2016 being attributed to a single incident.

Six liquid releases were equipment related: one was due to a failed flex hose, another occurred during maintenance activities and involved a 3" fitting, two involved a failed gasket, one involved a crack at the foot of a valve, and the last incident involved a leak from a tank mixer unit. The seventh release incident was due to a failure to follow procedures while off-loading oil from a truck.

In six of the seven incidents the product released was entirely contained within company property. In the remaining incident, a spray of crude oil was found on top of a layer of snow adjacent to company property. All offsite impacts were completely cleaned up.

Over the last few years, the Board has issued a number of Safety Orders to companies operating facilities that had experienced large spill volumes. The Safety Orders required improvements to Integrity Management Programs of the respective companies as well as mandating pressure reductions in circumstances that warrant those actions.

Figure 8: Number of Fires and Explosions reported under the OPR, 2008-2016

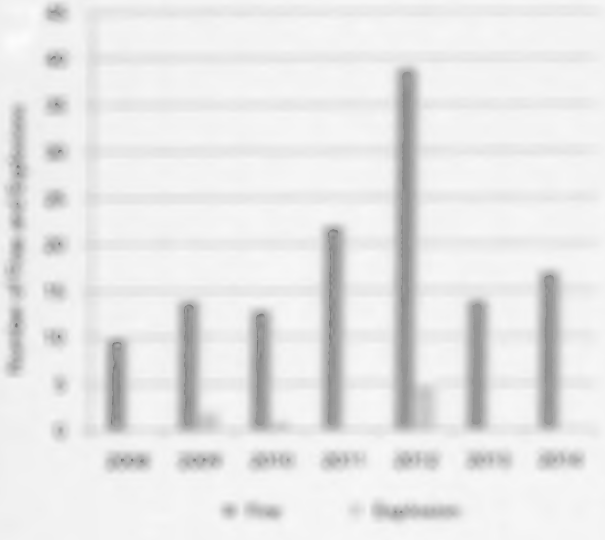
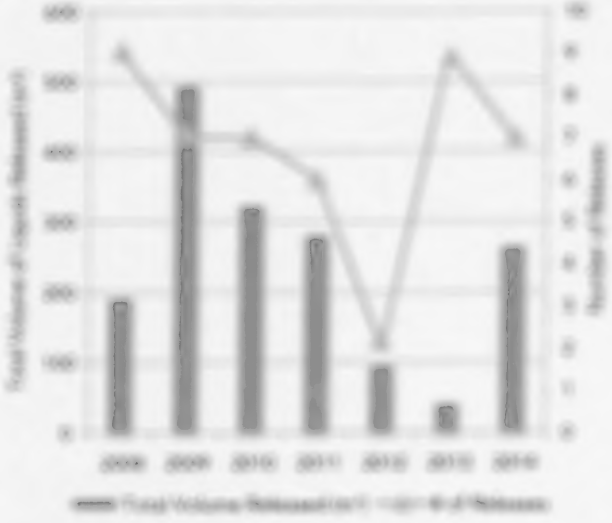


Figure 9: Total Volume of Liquids Released vs. Number of Liquid Releases reported under the OPR, 2008-2016



Natural Gas and Other High Vapour Pressure Releases

The OPR requires companies to report all unintended natural gas releases regardless of volume. In 2014 here were 44 gas releases reported as compared to 56 in 2013. The most common type of release that is reported is gas escaping from fittings or small connections on above-ground facilities.

Figure 10 shows gas releases from 2008 to 2014. The increase in reported gas releases in 2009 is consistent in timing with when the NEB acquired jurisdiction over a large amount of natural gas pipelines in Alberta. The decrease in gas releases since 2012 is consistent in timing with a number of safety orders issued by the NEB in 2013.

The NEB works proactively to prevent the release of product from its regulated pipelines and has initiated several actions that can contribute to a reduction in the overall amount of reported gas releases. In 2013, the NEB issued safety orders related to a series of gas releases on two separate pipelines. The safety orders mandated a reduction in pressure on those lines. Similarly, another safety order that mandated a pressure reduction was issued in relation pipelines that are not able to be inspected using in-line inspection tools.

The safe and secure operation of pipeline infrastructure is of paramount importance to the NEB. As a result, the NEB will continue to proactively identify areas for improvement or areas of higher risk and direct companies to focus on these areas to increase the overall safety of pipelines.

Operation Beyond Design Limits

The operation of a pipeline beyond its design limits (OBDL) is defined as: any operation of the pipeline beyond the criteria for which the pipeline was designed and/or the operation of the pipeline beyond criteria imposed to mitigate a condition on the pipeline (a typical example of this mitigation is an NEB ordered pressure reduction).

The most common type of OBDL incident is an overpressure where a company exceeds the maximum operating pressure of a pipeline or facility component.

Reported OBDL incidents in 2012 and 2013 are higher than other years due to an investigation completed by NEB staff which uncovered additional unreported OBDL (see below for NEB actions in circumstances such as these). That being said, even when accounting for this difference, overall reported OBDL incidents have declined in 2014 in comparison to 2012 and 2013. The NEB will continue to monitor this data and use it to inform additional compliance and enforcement actions.

In all cases, the company is required by legislation to demonstrate that an OBDL did not impact the integrity of the pipeline. Where this is not true or unclear the NEB has and will continue to impose additional mitigations such as ordering a pressure reduction to ensure the safety of the pipeline is maintained.

In situations where the NEB has identified a series of overpressure incidents by one company, we have taken further enforcement actions, such as issuing a Safety Order requiring the company to conduct an analysis of its pipeline system to identify and correct the root causes of the overpressure occurrences. Furthermore, the NEB will issue safety advisories to

Figure 10: Number of Natural Gas and Other High Vapour Pressure Releases reported under the OPR, 2008-2014

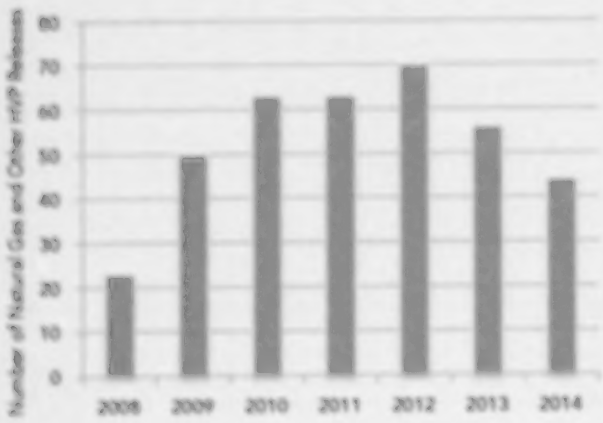
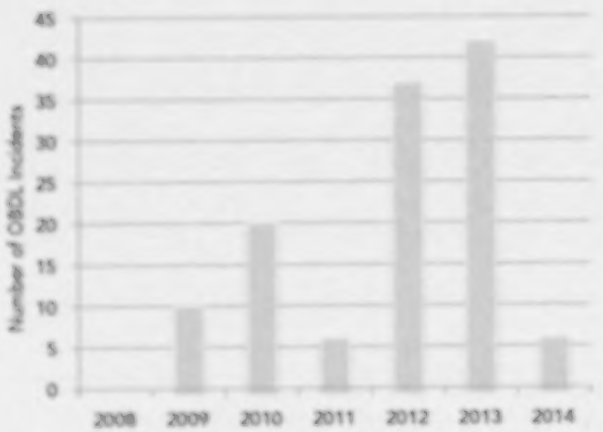


Figure 11: Number of OBDL Incidents reported under the OPR, 2008-2014



all regulated companies regarding concerns with the recurrence of overpressure incidents on NEB-regulated facilities. One such safety advisory outlined preventative actions that could be taken to avoid overpressure incidents and informed companies that overpressure incidents were hazards that could lead to future pipeline integrity issues.

In 2014, the NEB provided additional guidance to companies to further clarify what constitutes an OBDL (see NEB Event Reporting Guidelines). It is expected that this clarification will result in more consistent reporting of OBDL incidents.

Pipeline Performance Measures

The NEB required companies that operate over 96 per cent of NEB-regulated pipelines to submit data on a suite of leading and lagging performance measures by 1 April 2014. The development of leading pipeline performance measures is unprecedented. It raises the bar on the Board's expectations for the oil and gas industry and also lays the groundwork for companies the NEB regulates to produce measures of their own. These measures challenge companies to take a hard look at how they manage the risks associated with their operations. The measures also promote continual improvement, and set the stage for further initiatives to assess safety culture in pipeline companies. A summary report on the company aggregate data was released by the NEB in November 2014. It identified cumulative work conducted by companies to make pipelines safe that included: 12,795 construction personnel were trained on environmental protection; almost 6,000 kilometres of agricultural land was restored since 2009; the equivalent of 38,341 kilometres of multiple pipeline inspections were conducted for various hazards, allowing companies to proactively address defects; and 330 emergency exercises were conducted.

The data generated from these measures will be used by the Board to continually improve the regulation of pipeline operations. The NEB expects that it will take at least three annual reporting cycles to identify meaningful trend information. However, the Board will immediately begin using the performance measures data to inform its compliance verification planning.

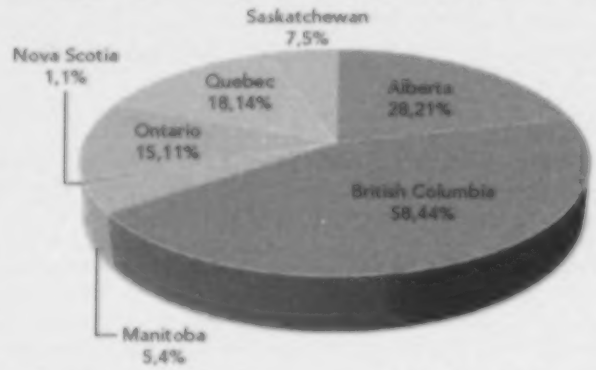
Damage Prevention

Preventing damage to pipelines is a shared responsibility. As pipelines are buried, they can be at risk for accidental damage from excavation or construction activity nearby. This type of damage is preventable. Unauthorized Activities (UA) occur when the appropriate permission for an excavation or construction activity is required but not obtained, or when safety instructions are not followed. Ground Disturbance is the most hazardous UA, and it is also the most consistently reported. Our outreach and engagement activities and damage prevention public education material focuses on safe excavation and how to live and work safely near pipelines.

UAs are considered by the Board to be a near miss incident which means they are predictors of future behaviour, so the NEB uses this metric as a valuable leading indicator. We use the information collected on the UA reporting form to develop the Damage Prevention compliance verification activity plan and our targeted outreach and engagement strategy. This is our opportunity get the damage prevention message to the parties who most need to hear it and to affect change in at-risk behaviour.

There were 132 reported UAs in 2014, compared to 113 for 2013. The increased number of reports shows that there is not necessarily more UAs occuring, but rather that there is better awareness of the reporting requirements of *National Energy Board Pipeline Crossing Regulations, Part II* (PCR II).

Figure 12: 2014 Unauthorized Activities by Province



When broken down by province, the data shows that nearly half of the UAs occurred in British Columbia (BC). There are a few reasons that help explain why BC has such a high number of UAs compared to other regions of Canada;

- High pipeline density in the lower mainland where the majority of the UAs occur;
- High population density in those areas;
- Pipeline companies in BC are very diligent in reporting UAs, and;
- Provincial regulations for distribution of gas and electricity in BC do not require companies to physically mark their facilities, fostering a culture where many excavators do not call/click before they dig.

Federally regulated pipeline companies provide directions, physical marks on the ground and generally require pipeline company personnel to be onsite during ground disturbance activities on the right of way (RoW).

The number of UAs is normalized across each province by calculating the number of UAs per 1000 km of pipeline. This data shows the hotspots for UAs and informs our outreach and engagement strategy, and is a factor in how compliance verification activities are planned.

Quebec and BC stand out with UA rates that are much higher than the national average of 1.84 UAs per 1000 km of pipeline.

Table 13: UAs per 1000 km Pipeline in Province

Province	Km of pipeline	Number of Reported UAs 2014	UAs/ 1000 km
Alberta	30700	28	0.91
British Columbia	7800	58	7.44
Manitoba	5600	5	0.89
New Brunswick	615	0	0.00
Northwest Territories	840	0	0.00
Nova Scotia	1020	1	0.98
Ontario	10995	15	1.36
Quebec	1480	18	12.16
Saskatchewan	12570	7	0.56
Yukon	20	0	0.00

The reasons for the high UA rate in Quebec are similar to some of those in BC;

- Pipeline in a high population density area; and,
- Diligent UA reporting by a particular pipeline company

In 2014 damage prevention staff completed 21 damage prevention related compliance verification activities. Through the Damage Prevention Outreach and Engagement plan, staff made presentations at seven conferences and workshops in Quebec, Ontario, Alberta and BC with the excavator and contractor stakeholder groups as the primary audience.

Staff have several compliance verification and engagement activities planned for both Quebec and British Columbia in 2015/16. As the Federal Regulatory Champion of the Canadian Common Ground Alliance (CCGA), NEB staff work closely with the CCGA regional partners to ensure that we engage with the all stakeholders in the ground disturbance community.

UAs are categorized into three types of activities; ground disturbance, encroachment and vehicle crossings.

Regardless of location, ground disturbance is the most prevalent, and dangerous type of activity. These are excavators who dig on the RoW or in the safety zone, some examples are:

- Drilling postholes for fences and other structures
- Excavating for buildings or other structures
- Trenching
- Clearing/planting large trees
- Cleaning ditches
- Building roads
- Deep tilling and sub-soiling (>30 cm)

Contractors[3] who are professional excavators represent the majority of UA violators. The number of UAs by contractor remain relatively the same for 2014, while Landowner UAs are declining. UAs by municipalities, which include Provincial entities such as Ministries of Transportation, are on the increase. To address the increase in UAs by municipalities, we initiated information exchange meetings with a number of municipalities with repeat violations.

3 "Contractor" is defined as an individual/party other than municipalities and landowners.

Figure 14: UAs by Type

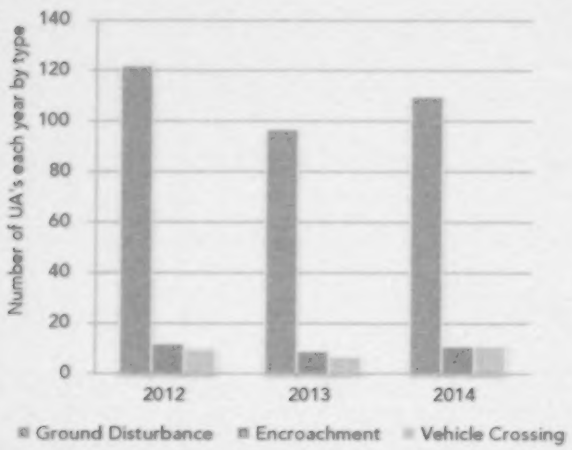
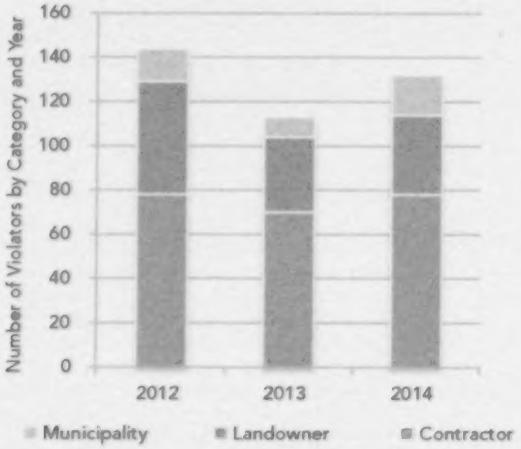


Figure 15: Violator Category



Environmental Protection

Making sure the right safety measures are in place and taking the appropriate enforcement actions are key to protecting the environment. The Board has approximately 75 staff with expertise in environmental protection, including those specializing in:

- physical and meteorological environment
- soil, soil productivity and vegetation
- wetlands, water quality and quantity
- fish, wildlife, and their habitat
- species at risk or species of special status and related habitat
- heritage resources
- traditional land and resource use, and
- human health, aesthetics and noise.

Companies planning to build energy facilities are required to satisfy the Board that they have anticipated all possible environmental issues. The NEB conducts an environmental assessment during its review of applications for projects under its jurisdiction. The Board also audits and inspects a company activities including routine maintenance and monitoring procedures over the lifecycle of an energy project. We do this in order to verify compliance with regulatory requirements and any conditions imposed.

CEAA 2012 - Report on Activities

For projects located on federal lands[4], section 67 of the *Canadian Environmental Assessment Act* 2012 (CEAA 2012) requires that before federal authorities make any decision that would allow a project to proceed, they must determine whether a project is likely to cause significant adverse environmental effects. Under section 71 of CEAA 2012, the NEB is required, at the end of each fiscal year, to report to both Houses of Parliament on its activities under sections 67, 68 and 69 of CEAA 2012 during the previous fiscal year.

During the 2013-2014 fiscal year, the NEB completed environmental assessments for two projects that are located on or that cross federal lands. In each case, the NEB determined that carrying out the project would not likely cause any significant adverse environmental effects and approved the project.

4 Federal Lands includes, among other things, portions of the internal waters and the territorial sea of Canada in any area not within a province and reserves that are subject to the Indian Act (and all waters on and airspace above those reserves).

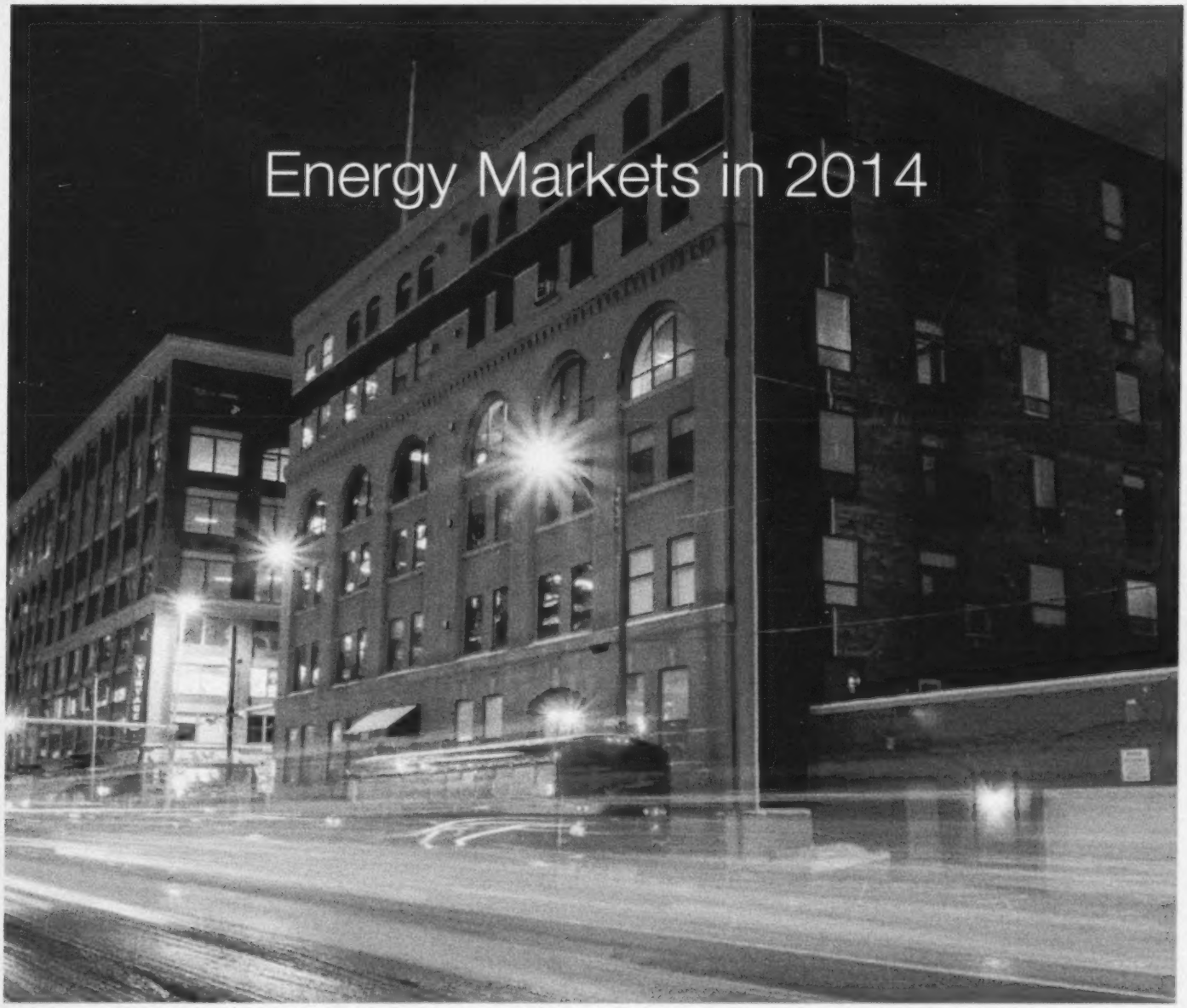
Projects on Federal Lands: 1 April 2013– 31 March 2014

Applicant	Project	Brief Description	Adverse Environmental Effects
Forty Mile Gas Co-op Ltd.	Forty Mile Gas Co-op application to Abandon, Order XG-F73-4-98	Abandonment of three parallel pipelines, each 35 m long, and associated risers, meters, and piping, located at the Canadian Customs Port of the Entry office building in Wild Horse, at the Canada–United States of America Border.	Not Significant
Hydro One Networks Inc.	Application to complete transmission tower refurbishment and replacement work on IPL B3N	Refurbishing 19 towers and replacing five towers on IPL B3N near Sarnia, ON. A section of the B3N IPL is located on Aamjiwnaang First Nation reserve lands.	Not Significant

Working with Other Regulators

Western Regulator's Forum

On 29 September 2014, Peter Watson, Chair and CEO of the National Energy Board, signed Terms of Reference for the Western Regulators' Forum (WRF), along with the heads of the Alberta Energy Regulator, the British Columbia Oil and Gas Commission, and the Saskatchewan Ministry of Economy. The purpose of the WRF is to promote collaboration and pursue mutual priorities amongst oil and gas regulators in Western Canada. Specifically, the WRF will facilitate the exchange of information; help identify important areas for collaboration in research, program development, standards development and other areas of mutual interest; link strategic management within Member organizations with regulatory initiatives; and promote the use of common regulatory tools such as national consensus standards and best practices. Three working committees were established at this initial meeting, to carry out specific work on pipeline performance measures, venting and flaring, and well integrity. The WRF also facilitates discussion of emerging issues which have the potential to impact oil and gas regulation, may potentially develop common approaches and, as deemed appropriate, collective positions on specific issues. The WRF provides an opportunity for agency heads, executive leadership and technical experts within these organizations to meet regularly so as to create better regulatory outcomes.



Energy Markets in 2014

As part of its regulatory mandate, the Board closely monitors North American energy markets. The goal is to understand ongoing changes in the relationships between supply, infrastructure, and prices, as well as staying current on fast-evolving energy market place. In addition to intelligence gathered in its monitoring role, the Board's understanding these market relationships is enhanced by the information submitted as part of applications to construct and modify facilities, establish tolls and tariffs, and provide export or import authorizations.

One of the outputs with respect to market information collected at the Board is the publication of energy data and studies on specific energy issues. These products offer neutral, independent, fact based energy information to Canadians, and provide context to supplement Canadians' understanding of the Board's regulatory decisions. These products support the Board's status as an expert tribunal, increase the transparency of Canadian energy markets, and support Canadian energy literacy.

Canada's Energy Story – 2014

In 2014, Canada's crude oil production and exports increased, driven mostly by oil sands production growth. Global benchmark crude oil prices, strong during the first half of the year, shrank by nearly 50 per cent from their peak levels by year-end. This oil price collapse occurred as a result of a developing glut in global oil supply, due in part to rapidly expanding United States (U.S.) tight oil production, and weaker than expected demand from Europe and Asia. In addition, OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) at its November meeting, contrary to its common practice of cutting production to support prices, this time declined to cut production. Alongside these global price movements, oil pipeline capacity additions in the U.S. and higher crude-by-rail volumes increased crude oil exports for Canadian producers. Meanwhile, Eastern Canadian refineries imported record levels of U.S. light crude oil, displacing traditional sources from abroad.

Natural gas prices increased due to the 2013-14 winter being one of the coldest in 35 years. Increased demand for home heating in both Canada and the U.S resulted in significant withdrawals from storage inventories. During the spring and summer, throughputs on TransCanada's Mainline increased year-over-year to refill depleted storage inventories in eastern Canada and the U.S. Production in Canada was similar to last year's levels, while production increased considerably in the U.S. Overall North American production growth has producers looking to ship natural gas out of North America. In 2014, the NEB received a record number of applications to export liquefied natural gas on a long-term basis.

The cold 2013-14 winter also impacted propane markets. In February 2014, in response to rapid price increases, scarcity of wholesale propane, and reports of shortages, the Ministers of Natural Resources and Industry asked the NEB and Competition Bureau to examine issues faced by propane markets during the 2013-14 winter, and to investigate the possibility of anti-competitive activities. On 29 April 2014, the NEB and Competition Bureau released the Propane Market Review. While tight supply and high prices continued for most of the winter, propane prices came down considerably after peaking in late January and local delivery problems eased as severe weather let up in major propane consuming regions. In November 2014, the NEB provided a Market Snapshot update on propane, noting that "the propane market is better positioned heading into [the 2014-15 winter] than a year ago". By the end of 2014, propane inventories in Canada and the U.S. had reached record highs and propane prices fell to multi-year lows at major hubs in Canada and the U.S. – a complete reversal from what was observed during the 2013-14 winter.

In the electricity market, Canada's supply mix continued to evolve in 2014. Renewable generation grew, led by an addition of 1871 MW (megawatt) of wind. Multiple large hydro projects are under construction across the country, from expansions at dams in the interior of B.C. to large additions in northern Manitoba, northeastern Quebec and Labrador. Ontario's coal phase-out concluded with the shut-down of its Thunder Bay generation facility. In the summer, the world's first commercial-scale carbon capture and storage coal plant project of its kind started operations in Saskatchewan.

Canadian Energy Import/Export Volumes and Values

Crude Oil

Canada is a net crude oil exporter and the largest supplier of crude oil to the U.S. In 2014, total Canadian crude oil exports averaged approximately 2.84 million barrels per day (MMb/d), which is a 9.2 per cent increase from 2013. In 2014, the total value of crude oil exports is estimated at C$93.9 billion based on an average export price of C$91.22 per barrel. Approximately 96 per cent of crude oil exports were to the U.S.

Natural Gas

In 2014, Canadian natural gas exports were approximately 77 billion cubic metres (m^3), an average of 211 million cubic metres per day (m^3/day). Including 0.6 billion m^3 of liquefied natural gas imports, total natural gas imports were approximately 22 billion m^3, an average of 60 million m^3/day. Net exports were approximately 55 billion m^3, or 151 million m^3/day, which is similar to 2013. In 2014, the value of natural gas exports was approximately C$16.0 billion, and the value of natural gas imports was approximately C$5.4 billion.

Figure 16: Total Crude Exports 2005 – 2014

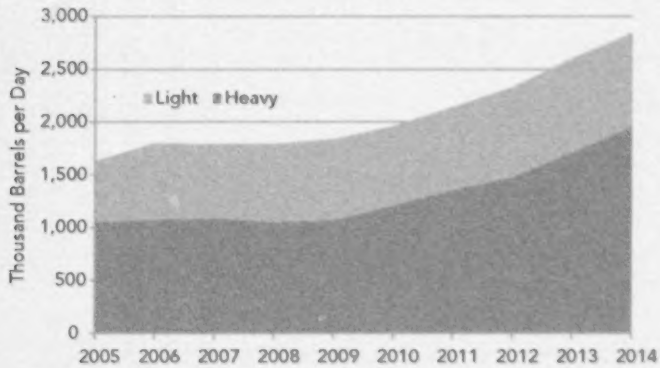
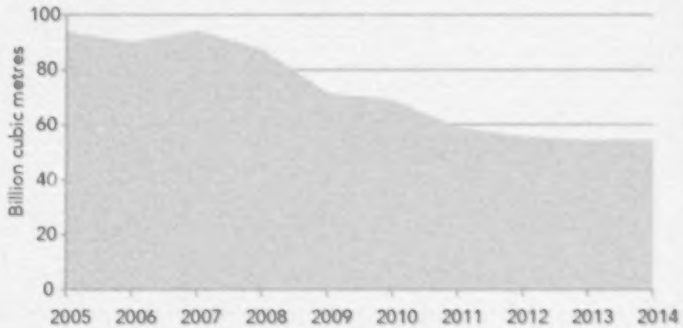


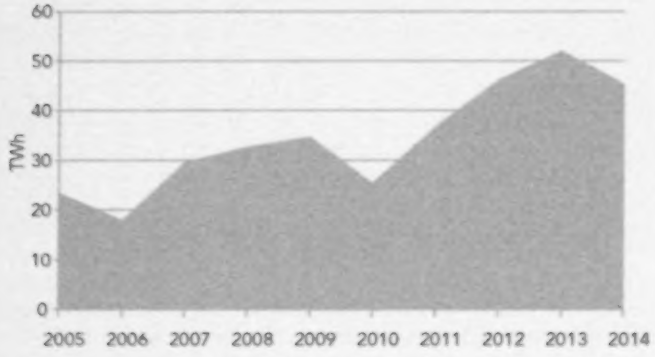
Figure 17: Natural Gas Net Exports 2005-2014 (Exports less Imports)



Electricity

In 2014, Canadian electricity exports averaged 59.2 terawatt hours (TWh). Total electricity imports reached 12.8 TWh. Net exports decreased to 46.4 TWh, down 11 per cent from 2013 due to both decreased exports and increased imports. The total value of electricity trade in 2014 was approximately C$3.6 billion.

Figure 18: Electricity Net Exports 2005 - 2014 (Exports less Imports)



NEB Energy Reports Released in 2014

Canadian Energy Dynamics 2013 (released March 2014) - An overview of key developments in Canada's energy markets in 2013.

Transportation System Report (released April 2014) - An assessment of the economic functioning of the pipeline transportation system, providing information about the major pipelines regulated by the Board.

Propane Market Review - A Joint Report by the NEB and the Competition Bureau (released April 2014) - An examination of the issues faced by propane markets during the 2013/14 winter, and an investigation on the possibility of anti-competitive activities.

Short-term Canadian Natural Gas Deliverability 2014-16 (released May 2014) - An outlook for Canadian natural gas production through 2016, and an examination of the factors expected to influence production over a three-year period.

Canadian Energy Overview 2013 (released June, 2014) - A presentation of high level 2013 data on Canadian energy demand, supply and markets.

Assessment of Discovered Conventional Petroleum Resources in the NWT and Beaufort Sea (released November, 2014) - An assessment of the conventional resources in the two regions supported by petroleum estimates and data at a reservoir level.

Market Snapshots - Frequent, brief analytical reports on the functioning of energy markets.

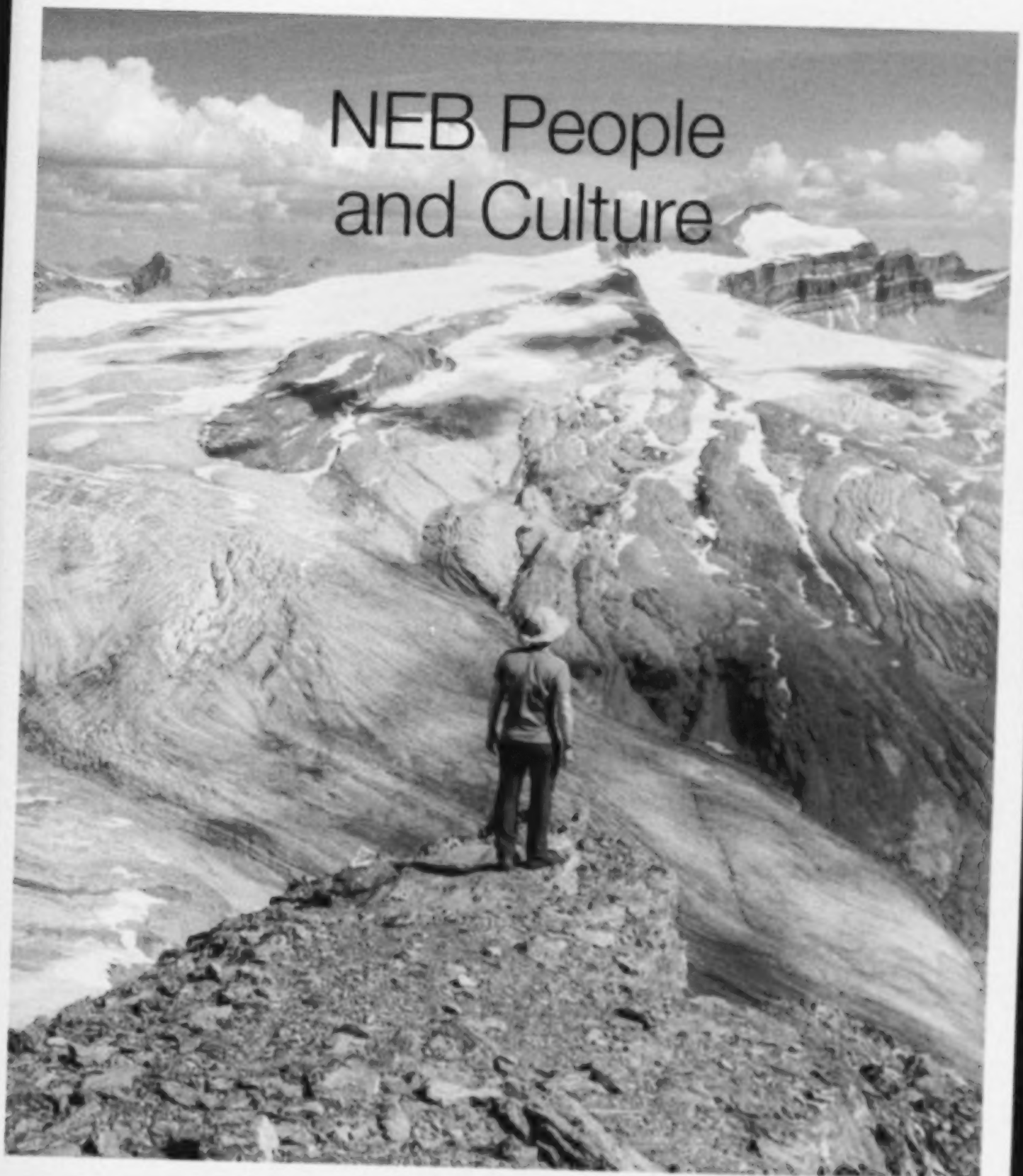
Part VI - Export & Import of Natural Gas, Crude Oil and Electricity

Part VI of the NEB Act authorizes the Board to issue orders, licences and permits for imports of natural gas (including liquefied natural gas) and exports of: oil (including refined petroleum products), natural gas (including liquefied natural gas), natural gas liquids and electricity. Table 19 provides an overview of all orders, licences and permits issued by the Board in 2014.

Table 19 - Exports & Imports of Natural Gas, Crude Oil and Electricity Under Part VI of the NEB Act - 2014

Totals in 2014	New	Amendments	Renewals	Revocations	Total
Propane short-term export orders	3	4	63	1	71
Butane short-term export orders	2	4	50	0	56
Oil short-term export orders	26	8	165	2	201
Natural gas short-term export and import orders	205	15	0	12	232
Natural gas long-term licences (import and export)	6	0	0	0	6
Natural gas long-term orders (import and export)	1	n/a	n/a	n/a	1
Electricity export permits issued	9	2	n/a	2	13
Total	252	33	278	17	580

NEB People and Culture



The NEB People Strategy

The Board takes pride in its technical and professional excellence as a regulator, and strives to attract, retain and develop highly qualified staff to work in a dynamic, results-based culture of excellence. Employees are our most valued resource and we depend on them to make our goals a reality. In our People Strategy, we commit to providing the following value proposition to staff:

- interesting and challenging work in the national public interest;
- a workplace that supports learning and professional development;
- a supportive and inclusive workplace, underpinned by a strong culture of values;
- a work/life balance that works for each person;
- a competitive compensation package; and
- effective leadership.

Employment Equity and Diversity

The National Energy Board is committed to employment equity and welcomes diversity in the workplace. A diverse workforce that mirrors the community strengthens the NEB and plays an important role in attracting and retaining talented employees.

We will continue to promote diversity within the workforce and continue to improve our representation in the various employment equity groups.

NEB is a Top 100 Employer in Canada!

In November, the NEB was again named as one of Canada's Top 100 Employers for 2015 for the fifth year in a row (the NEB is a six-time winner as we were also named in 2009). In addition to that honour, we were also named as one of Canada's Top 100 Family Friendly Employers for 2015, a designation that recognizes employers offering progressive and forward-thinking programs for employees with young children, other dependents, and/or family responsibilities.

The Board is pleased to receive these honours as they showcase not only the types of programs offered to employees, but they also focus on the employees themselves. The NEB is not just a Top 100 Employer and Family Friendly Employer; it is a "Top 100 Team" that strives for excellence in all that it does.

2015 – A Look Forward

Our Commitments to Canadians

Looking forward for 2015, the NEB will continue to strategically develop, refine and communicate our actions on pipeline safety and environmental protection, demonstrating a stronger link between our targeted safety and compliance actions and the safety performance of companies we regulate. We plan to increase our focus on trending, root cause and systemic issues that will lead to broader, more proactive compliance and enforcement actions, and ultimately, better pipeline safety and environmental protection outcomes. In addition, we will focus more oversight on not just preventing incidents, but also fostering the development of an industry safety culture in which incidents are less likely to occur.

Our ongoing focus on safety outcomes will be complemented with a more strategic, intensive approach to engaging with and listening to Canadians. This means reaching out to Canadians as a whole, beyond the scope of our regulatory processes, with the goal of more fully understanding regional and national needs. Through active, transparent communication, the Board will hear what Canadians have to say to us, and be open to making changes based on those conversations.

Internally, we will work to develop and implement a framework for regulatory excellence. We are taking steps to define what regulatory excellence means for us as an organization, putting structure around our organizational self-assessment, benchmarking, and measurement. We will show, quantitatively as well as qualitatively, how we know our programs are focused on the right things and achieving the right results.

We remain focused on our primary goal: to help keep pipelines safe and protect the environment.

A Wealth of Experience – Board Bios

Chair / CEO

Peter Watson

Mr. Watson was designated as the Chair and CEO of the NEB of Canada on 13 June 2014. His term is for a period of seven years, on a full-time basis.

Mr. Watson has extensive senior executive leadership experience in energy, natural resources and environmental issues. In his most recent position as Deputy Minister of the Alberta Executive Council, he was responsible for the administration of the Executive Council Office, Cabinet and committees, and was also Head of the Alberta Public Service. Mr. Watson served as Deputy Minister, Alberta Department of Energy (2008–2011), Deputy Minister, Alberta Department of Environment (2005–2008), and Assistant Deputy Minister, Environmental Assurance Division, Alberta Environment (2003–2005). Previous to these senior positions with the Alberta government, Mr. Watson served as Regional Director, Southern Region, Alberta, and held various engineering and management positions at Alberta Environment. He was named Alberta's Resource Person of the Year in 2011 by the Alberta Chamber of Resources. Mr. Watson holds a B.Sc. in Civil Engineering from the University of Alberta.

Vice-Chair

Lyna Mercier

Ms. Mercier was designated as Vice-Chair and alternate CEO of the NEB on 13 June 2016. Her term is for a period of seven years, on a full-time basis.

Ms. Mercier was first appointed as a permanent, full-time member of the NEB on December 17, 2008, for a term of seven years. Before joining the NEB, Ms. Mercier worked at Gaz Métro for over 29 years, serving 10 years in executive positions. At Gaz Métro she was director of the gas supply division, where she was responsible for strategic policy for natural gas supply and for the management of natural gas transmission, storage and supply contracts. Prior to that, she was head of the pricing division, where she was responsible for toll design and cost of service allocation studies.

Ms. Mercier holds a Bachelor of Commerce from St. Mary's University and an Executive MBA from l'École des Hautes Études Commerciales.

Member

Roland George

Roland George was re-appointed on 9 August 2013 as a permanent Board Member of the NEB for another seven year term. Mr. George was originally appointed on 9 August 2006. He has worked primarily in the private energy sector for over three decades. He was Senior Principal at Purvin & Gertz, an international energy consulting firm (1998-2006, Calgary). There Mr. George led the North American natural gas practice. He also held increasingly senior positions with the Canadian Energy Research Institute (Vice President Electricity & Natural Gas Research, 1994-1997, Calgary), Gaz Métropolitain (Chief Economist & Executive Advisor — Strategy, Director — Marketing Programs, and other positions in gas supply, regulatory affairs, and business development, 1982-1990, Montreal), Téléglobe Canada (Advisor — Corporate & Regulatory Affairs, 1981-1982, Montreal) and Canadian Pacific Limited (Analyst - Economic & Financial Analyses, 1979-1981, Montreal).

Mr. George holds a Master of Business Administration (MBA) degree from École des Hautes Études Commerciales (1994, Montreal), a Master's degree in Economics (MA) from Carleton University (1979, Ottawa) and a Bachelor of Science degree (BSc) in Mathematics (major) and Computer Science from McGill University (1977, Montreal).

Member

Philip Davies

Philip Davies was appointed as a permanent Board Member of the NEB on 7 January 2013. His term is for a period of seven years, on a full-time basis.

Mr. Davies has over 30 years of experience in acquiring, constructing and operating energy infrastructures and facilities in North America's oil, gas and electric power industries.

During his career, Mr. Davies has served as a member of several senior management teams – notably as Vice President, Law and General Counsel of TransCanada; Vice President, General Counsel and Corporate Secretary of Encana Gas Storage; and, Associate General Counsel of Encana Midstream and Marketing.

Mr. Davies received his ICD.D certification from the Institute of Corporate Directors, University of Toronto, Rotman School of Management and he completed the Executive Development Program at the University of Western Ontario, Ivey School of Business. He is a graduate of the University of Alberta, Faculty of Law and an active member of the Law Societies of Alberta and Saskatchewan.

Member

Diane Parrish

Diane Parrish was appointed as a permanent Board Member of the NEB on 6 August 2013. His term is for a period of seven years, on a full-time basis.

Mr. Parrish brings to the National Energy Board 28 years of experience in the area of community economic development in the Northwest Territories, Nunavut and B.C. British Columbia. Over the past 18 years, Mr. Parrish has worked in consultation, indigenous business development and negotiations in the petroleum and mining industries. As a consultant in the firm he founded in 2002, he has represented First Nations clients in negotiations with major Canadian energy producers and pipeline companies, with a focus on access and benefits agreements. Previously, Mr. Parrish was Manager of Business Development for Canadian Petroleum Engineering Inc., where he worked with First Nations, government and industry in both Canada and Latin America. He was also the CEO of the Acho Dene Koe Corporate Group, where he oversaw the growth and development of band-owned corporations and their relationships with oil and gas companies. Mr. Parrish's experience also includes five years as an Economic Development Officer with the Government of the Northwest Territories.

Mr. Parrish has a Bachelor of Arts in Economics from the University of Calgary, and a Diploma in Social Development from the Coady International Institute – St. Francis Xavier University.

Member

Ron Wallace, Ph.D.

Dr. Ron Wallace was appointed as a permanent Board Member of the NEB on 1 November 2013. His term is for a period of seven years, on a full-time basis.

Mr. Wallace's northern regulatory experience encompasses senior management positions with the Nunavut Resources Corporation, the Northwest Territories Water Board and AGRA Earth and Environmental (now AMEC Americas Ltd). At AGRA, he was involved in major oil and gas operations throughout the former Soviet Union and Russia where he managed major project assignments in conjunction with the World Bank.

An Alberta Emerald Award recipient (1996), Dr. Wallace served as Chairman of the Alberta Environmental Monitoring Working Group and more recently as Vice-Chairman of the subsequent Alberta Environmental Monitoring Management Board that led to the tabling of legislation in Alberta to create a new provincial environmental monitoring agency.

Dr. Wallace has held senior management positions with Petro-Canada and CanStar Oil Sands Ltd., and was President of Dominion Ecological Consulting Ltd., during which time he worked in environmental technology applications in northern Canada, Alberta, Venezuela and Ecuador. He has also participated in mediations and negotiations involving energy developers, northern Aboriginal communities and governments.

Dr. Wallace holds a Ph.D. in Aquatic Ecology and Environmental Toxicology from the University of Waterloo.

Temporary Member

Kenneth Bateman

Mr. Bateman was first appointed as a permanent Board Member of the NEB on 5 September 2006. He was reappointed to a one year term as a permanent Board Member of the NEB on 5 September 2013. As of 6 September 2014, Mr. Bateman continues to serve the Board as a Temporary Member on an ongoing hearing and other projects. Mr. Bateman is an energy lawyer, former senior executive and nationally qualified arbitrator.

Prior to appointment to the NEB, Kenneth was Vice-president and general counsel to a large Canadian utility corporation in power generation, transmission, distribution and sale of electricity. He is an expert in energy transactions, regulatory compliance and environmental law. His wide-ranging experience includes sustainable energy projects, the construction and operation of one of Canada's largest wind farms and bio-waste remediation.

As a nationally qualified arbitrator and trained mediator, Kenneth has extensive knowledge and experience in complex multi-party disputes involving national companies, environmental organizations, Aboriginal groups, landowners and others. He serves on the Board of Directors of the Canadian Council of Administrative Tribunals and is a member of the Alternative Dispute Resolution Institute of Canada and Alberta Arbitration and Mediation Society.

Mr. Bateman has taught at various Canadian universities in International Law, Transactions, Business Management and Negotiation. He also speaks nationally and internationally, most recently in Dubai at the World Future Energy Summit (2011).

Mr. Bateman holds a law degree from the University of Alberta (1984) and Masters of International Business Management from the American Graduate School of International Management (1995).

Temporary Member

David Hamilton

David Hamilton was re-appointed as Temporary Board Member for a three-year term ending 30 June 2015.

A resident of Sidney, British Columbia, Mr. Hamilton holds a Master's degree in Leadership and Training from Royal Roads University, Victoria, British Columbia. Mr. Hamilton has more than 30 years of experience working in the Northwest Territories in the development of communities through both the parliamentary and democratic processes.

Mr. Hamilton was Deputy Minister and Clerk of the Legislative Assembly of the Northwest Territories for 20 years. He also held the appointment as Chief Electoral Officer for the Northwest Territories. Mr. Hamilton administered the first general election for Members to the Legislative Assembly in Canada's two new Territories, Nunavut and the Northwest Territories, following division of the NWT in 1999. Mr. Hamilton participated in the ratification votes for the Gwich'in Land Claim Agreement, the Sahtu Settlement Agreement and the Inuit Land Claim Settlement.

Mr. Hamilton has been involved in the electoral process in Canada for over 30 years and has extensive experience in community development at the Territorial, Provincial and International level.

Temporary Member

Bob Vergette

Bob Vergette was appointed as a Temporary Board Member of the NEB in December 2008. As of 4 December 2014, Mr. Vergette continues to serve the Board as a Temporary Member on an ongoing hearing. Before joining the Board, Mr. Vergette was a consultant to a South American national pipeline regulator on regulatory assurance matters. Prior to this, he was Vice President, Operations with a major North American liquids pipeline company.

Over the years Mr. Vergette has been active on many pipeline industry association initiatives including one on stress corrosion cracking. He has also been active in pipeline code committee work.

Mr. Vergette has a Bachelor's degree in Mechanical Engineering from the University of Alberta and is a graduate of the Banff School of Advanced Management. He is a member of the Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta. Mr. Vergette has extensive experience in pipeline engineering and operations including integrity management systems. He has extensive regulatory experience.

Temporary Member

Alison Scott

Alison Scott was appointed as Temporary Board Member of the NEB for a three-year term ending 2 May 2015.

A graduate of Dalhousie Law School (LLB) and St FX University (BA Hons.), Ms. Scott retired from the Nova Scotia government in 2012. During her thirty years of public service she served in various capacities including Clerk of the Executive Counsel and Secretary to Cabinet, Deputy Minister of Energy and Intergovernmental Affairs. Prior to her time as a Deputy Minister, she was a litigator with the Nova Scotia Department of Justice, specializing in administrative law and constitutional law. While with the NS Department of Energy Ms. Scott oversaw the development of Nova Scotia's energy research strategy and was instrumental in establishing ocean energy research institutions to further advance the development of Nova Scotia's offshore petroleum, tidal energy and carbon capture and storage opportunities. In 2009 Ms. Scott was seconded to Environment Canada to advise the Deputy Minister in the development of Canada's approach to climate change negotiations. She is a former member of: the federal government's Energy Sector Sustainability Table, Petroleum Research Atlantic, the Oil and Gas Administration Advisory Council (established under the *Canadian Oil and Gas Act*), past chair of the Canadian Bar Association Constitutional Law and Human Rights section, a former part-time member of the faculty at Dalhousie law School, and the Attorney General's representative on Nova Scotia Barrister's Society Bar Council. She is currently a member of the Dalhousie Law School Alumni Association.

Temporary Member

James Ballem

James Ballem was appointed as a Temporary Board Member of the NEB for a period of three years ending 30 May 2015.

In 1983, Mr. Ballem was named the first Chair of the PEI Milk Marketing Board. He served in that capacity until 1987. At that time, he was appointed as Chair of the PEI Potato Commission and the PEI representative on the Sectorial Advisory Group on International trade, a position he held until 1989.

In 1996, Mr. Ballem was elected to the PEI Legislative Assembly and served as Chair of the Standing Committee on Agriculture, Forestry and the Environment. This committee was responsible for developing the Implementation Strategy for the "Round Table Report on Land Use", and conducted a review of the *PEI Lands Protection Act*, the legislation responsible for the ownership and use of Agricultural land.

In 2000, Mr. Ballem was named Minister of Health and Social Services, a post he retained until 2003 when he was named Attorney General and Minister of Environment and Energy.

In 2004, he became Minister of Environment, Energy and Forestry. While in that portfolio he was responsible for the development of a major wind farm and the creation of the *Renewable Energy Act*.

In 2007, Mr. Ballem established an energy consulting business, with an emphasis on renewable energy.

Mr. Ballem graduated from the University of Prince Edward Island (PEI) in 1976 with a Degree in Business Administration. From 1976-1993, Mr. Ballem owned and operated a dairy farm in partnership with his father.

Temporary Member

Mike Richmond

Mr. Richmond was appointed as a Temporary Board Member of the NEB for a period of three years, on a part-time basis ending 31 October 2015.

Originally from Montreal, Quebec, Mr. Richmond practices law in Toronto, Ontario at McMillan LLP, where he is Co-Chair of the Energy and Power Group. As an energy lawyer, Mr. Richmond has extensive experience in electricity, renewables and utilities.

From 2001 to 2002, Mr. Richmond served the Government of Ontario as a Senior Energy Policy Advisor during the restructuring of Ontario's electricity markets. In addition, Mr. Richmond has served on the Board of Directors of Toronto Hydro Corporation, Canada's largest municipal electric utility, and on the Board of the Ontario Energy Association.

In recent years, he has served as a guest lecturer on energy policy at Queen's University, and has spoken and written extensively on matters relating to energy policy and regulation.

Mr. Richmond holds a law degree from the University of Toronto and a Bachelor of Social Sciences degree from the University of Ottawa.

Temporary Member

Jacques Gauthier

Jacques Gauthier was appointed as a Temporary Board Member of the NEB for a period of three years ending 12 December 2015.

Mr. Gauthier's most recent position before joining the Board was serving as the President and Chief Executive Officer of LVM Inc., and Senior Vice President of Dessau Inc. Throughout his career, Mr. Gauthier has contributed to the creation and development of major energy projects in Canada, the United States and Europe. In addition, he has held the position of President and CEO of one of Canada's largest private renewable energy producers.

He has served on a wide variety of boards of directors and committees, including the Organizing Committee of the Vancouver 2010 Olympic Games, the Canadian Olympic Committee, the Quebec Wildlife Foundation, and the Prime Minister's Advisory Committee on the Public Service. In 2010, Mr. Gauthier was the Prime Minister of Canada's personal envoy for the official languages and president of the Advisory Committee on Official Languages for the Vancouver 2010 Olympic Games.

In 2012 Mr. Gauthier received the Quebec Mercuriades Award in recognition of excellence in Occupational Health and Safety.

Mr. Gauthier holds a Bachelor of Law degree from the Université de Sherbrooke and is a member of the Bar of the Province of Quebec.

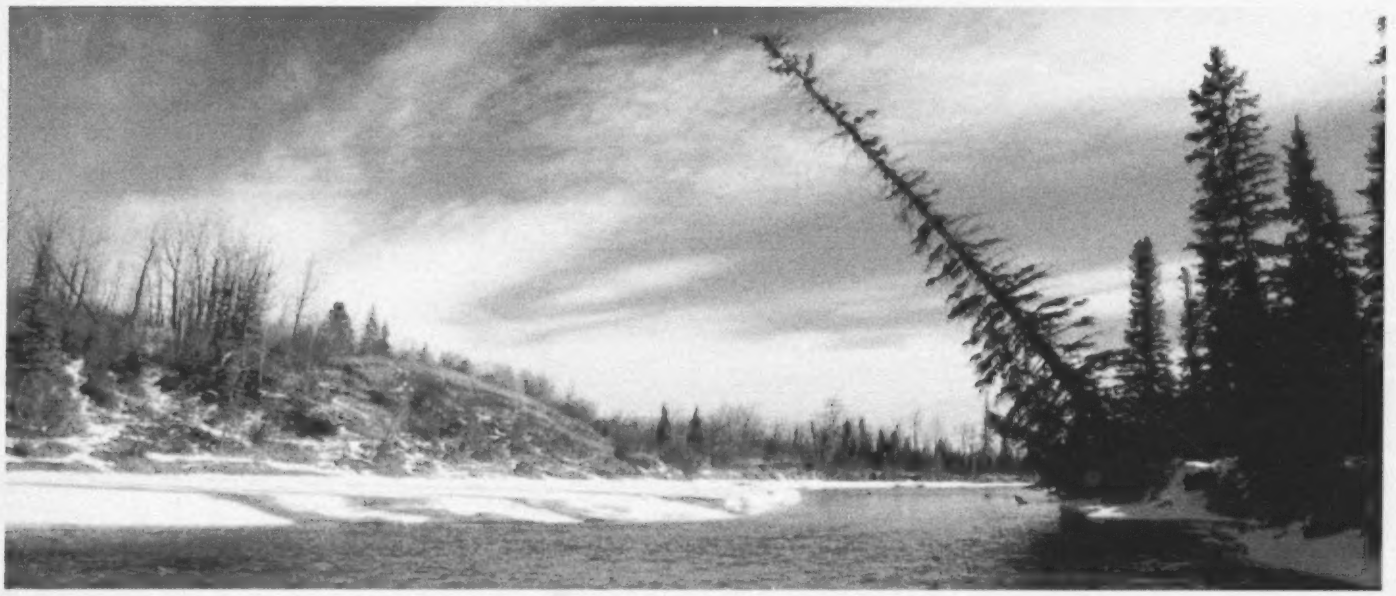
Appendix A: Hearing Decisions and Recommendations Issued in 2014

(as of 31 December 2014)

Name	File Number	Company	Length	Commodity	Application Received	Hearing Days	Recommendation / Decision Released
2015-2030 Tolls and Tariff Application	RH-001-2014	TransCanada PipeLines Ltd.	n/a	Oil	20 Dec 2013	12 days	28 Nov 2014
Integration Asset Transfer Project	GH-002-2014	NOVA Gas Transmission Ltd.	n/a	Gas	12 Nov 2013	n/a	16 Oct 2014
Approval of set-aside and collection mechanisms for abandonment cost funding	MH-001-2013	NEB-regulated Pipeline Companies	n/a	Gas/Oil	28 Feb 2013	9 days	29 May 2014
North Reagan Pipeline Abandonment	MHW-001-2014	Tailwaters Regulatory Ltd. on behalf of Glencoe Resources Ltd. (collectively, "Glencoe")	215 m	Oil	18 Oct 2013	n/a	6 May 2014
Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project	OH-002-2013	Enbridge Pipelines Inc.	639 km	Oil	29 Nov 2012	7 days	6 Mar 2014
Edmonton to Hardisty Pipeline Project	OH-001-2013	Enbridge Pipelines Inc.	180 km	Oil	14 Dec 2012	4 days	30 Jan 2014

Appendix B: Hearings in Progress as of 31 December 2014

Name	File Number	Company	Length	Commodity	Application Received	Hearing Days
Revised Nom Cap Allocation	OF-Tolls-Group1-T260-2013-06 01	TMPL- Trans Mountain Pipeline ULC	n/a	Oil	15 Oct 2013	n/a
North Montney (s.52)	OF-Fac-Gas-N081-2013-10 02	NGTL	305.9 km	Gas	8 Nov 2013	17 days
Tolls New Services	OF-Tolls-Group1-A159-2014-0101 01	Alliance	n/a	Gas	22 May 2014	3 days planned
Facilities & Expansion (TMX III)	OF-Fac-Oil-T260-2013-03 02	TMPL - Trans Mountain Expansion	987 km	Oil	16 Dec 2013	23 days



Appendix C - Court Challenges to Board or GiC Decisions in 2014

The following is a summary of challenges to Board decisions in 2014.

Geophysical Services Incorporated (GSI)

Geophysical Services Incorporated (Lynx Canada Information Systems Ltd.)

In June 2009, GSI took legal action against Lynx Canada Information Systems Ltd. (Lynx) in the Alberta Court of Queen's Bench for copyright infringement relating to geophysical information and related relief. On 27 May 2011, Lynx brought a Third Party Claim against the National Energy Board. On 4 June 2013, GSI filed an Amended Statement of Claim naming the NEB directly as a defendant for the full amount of its claim. The file is presently ongoing.

Geophysical Services Incorporated (Olympic Seismic Ltd.)

On 19 December 2012, GSI filed with the Alberta Court of Queen's Bench a Statement of Claim naming Olympic Seismic Ltd. (Olympic) and the NEB as defendants for copyright infringement relating to geophysical information and related relief. Olympic filed a Third Party claim against the NEB on 23 December 2013. The file is presently ongoing.

Geophysical Services Incorporated (Arcis Seismic Solutions Corp.)

On 6 March 2013, GSI filed with the Alberta Court of Queens' Bench a Statement of Claim naming Arcis Seismic Solutions Corp., the NEB and others as defendants for copyright infringement relating to geophysical information and related relief. The file is presently ongoing.

Geophysical Services Incorporated (West Canadian Digital Imaging Inc.)

On 2 May 2012, GSI took legal action against West Canadian Digital Imaging Inc. (West Canadian) in the Alberta Court of Queen's Bench for copyright infringement relating to geophysical information and related relief. On 13 March 2013, West Canadian brought a Third Party Claim against the National Energy Board. On 22 July 2013, GSI filed an Amended Statement of Claim naming the NEB directly as a defendant for the full amount of the claim. The file is presently ongoing.

Geophysical Services Incorporated (Exploration Geosciences Ltd.)

On 22 January 2014, GSI filed with the Alberta Court of Queen's Bench a Statement of Claim naming Exploration Geosciences Ltd., the NEB and others as defendants for copyright infringement relating to geophysical information and related relief. GSI filed an Amended Statement of Claim on 6 May 2014. The file is presently ongoing.

Geophysical Services Incorporated (Franklin Petroleum Limited)

On 5 March 2014, GSI filed with the Alberta Court of Queen's Bench a Statement of Claim naming Franklin Petroleum Limited and the NEB as defendants for copyright infringement relating to geophysical information and related relief. GSI filed a Notice of Discontinuance on 15 August 2014.

Geophysical Services Incorporated (Her Majesty the Queen in Right of Canada)

On 14 May 2014, GSI filed with the Alberta Court of Queen's Bench a Statement of Claim naming Her Majesty the Queen in Right of Canada, the NEB and others as defendants for copyright infringement relating to geophysical information and related relief. The file is presently ongoing.

Enbridge Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project

ForestEthics Advocacy Association and Donna Sinclair

On 12 August 2013, Forest Ethics Advocacy Association (ForestEthics) and Donna Sinclair filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review regarding the NEB's consideration of Enbridge Pipelines Inc.'s application for the Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project. ForestEthics and Donna Sinclair sought a declaration that s.55.2 of the NEB Act is unconstitutional under s.2(b) of the Charter; an order quashing the NEB's decisions regarding standing; an order that the NEB accept all letters of comment from groups and individuals who seek to participate; and related relief. The Court dismissed the Application for Judicial Review on 31 October 2014.

Chippewas of the Thames First Nation

On 7 April 2014, the Chippewas of the Thames First Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the NEB Reasons for Decision for the Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project issued on 6 March 2014. The Court granted the Motion for Leave to Appeal on 4 June 2014. The Chippewas of the Thames First Nation filed their Notice of Appeal on 1 August 2014. The file is presently ongoing.

Northern Gateway Project

Federation of British Columbia Naturalists (BC Nature)

On 17 January 2014, BC Nature filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review in respect of the Joint Review Panel Report for the Enbridge Northern Gateway Project issued on 19 December 2013. The file is presently ongoing.

On 14 July 2014, BC Nature filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Seek Judicial Review of the Order of the Governor in Council of 17 June 2014 regarding the Enbridge Northern Gateway Project. The Federal Court of Appeal granted the Leave to Apply for Judicial Review on 26 September 2014. On 3 October 2014, BC Nature filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review of the Order of the Governor in Council. The file is presently ongoing.

ForestEthics Advocacy Association, Living Oceans Society and Raincoast Conservation Foundation (ForestEthics)

On 17 January 2014, ForesEthics filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review in respect of the Joint Review Panel Report for the Enbridge Northern Gateway Project issued on 19 December 2013. The file is presently ongoing.

On 11 July 2014, ForestEthics filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Seek Judicial Review of the Order of the Governor in Council of 17 June 2014 regarding the Enbridge Northern Gateway Project. The Federal Court of Appeal granted the Leave to Apply for Judicial Review on 26 September 2014. On 3 October 2014, ForestEthics filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review of the Order of the Governor in Council. The file is presently ongoing.

On 10 July 2014, ForestEthics filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the Certificates of Public Convenience and Necessity issued by the NEB on 18 June 2014 in respect of the Enbridge Northern Gateway Project. The Court granted the Leave to Appeal on 26 September 2014. ForestEthics filed their Notice of Appeal on 25 November 2015. The file is presently ongoing.

Gitga'at First Nation

On 17 January 2014, Gitga'at First Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review in respect of the Joint Review Panel Report for the Enbridge Northern Gateway Project issued on 19 December 2013. The file is presently ongoing.

On 14 July 2014, Gitga'at First Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Seek Judicial Review of the Order of the Governor in Council of 17 June 2014 regarding the Enbridge Northern Gateway Project. The Federal Court of Appeal granted the Leave to Apply for Judicial Review on 26 September 2014. On 3 October 2014, Gitga'at First Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review of the Order of the Governor in Council. The file is presently ongoing.

Gitxaala Nation

On 17 January 2014, Gitxaala Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review in respect of the Joint Review Panel Report for the Enbridge Northern Gateway Project issued on 19 December 2013. The file is presently ongoing.

On 11 July 2014, Gitxaala Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Seek Judicial Review of the Order of the Governor in Council of 17 June 2014 regarding the Enbridge Northern Gateway Project. The Federal Court of Appeal granted the Leave to Apply for Judicial Review on 26 September 2014. On 2 October 2014, Gitxaala Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review of the Order of the Governor in Council. The file is presently ongoing.

On 16 July 2014, Gitxaala Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the Certificates of Public Convenience and Necessity issued by the NEB on 18 June 2014 in respect of the Enbridge Northern Gateway Project. The Court granted the Motion for Leave to Appeal on 26 September 2014. Gitxaala Nation filed their Notice of Appeal on 25 November 2015. The file is presently ongoing.

Council of the Haida Nation

On 14 July 2014, the Council of the Haida Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Seek Judicial Review of the Order of the Governor in Council of 17 June 2014 regarding the Enbridge Northern Gateway Project. The Federal Court of Appeal granted the Leave to Apply for Judicial Review on 26 September 2014. On 3 October 2014, the Council of the Haida Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review of the Order of the Governor in Council. The file is presently ongoing.

Haisla Nation

On 17 January 2014, Haisla Nation filed a Notice of Application for Judicial Review in respect of the Joint Review Panel Report for the Enbridge Northern Gateway Project issued on 19 December 2013. The file is presently ongoing.

On 11 July 2014, Haisla Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Seek Judicial Review of the Order of the Governor in Council of 17 June 2014 regarding the Enbridge Northern Gateway Project. The Federal Court of Appeal granted the Leave to Apply for Judicial Review on 26 September 2014. On 3 October 2014, Haisla Nation filed

with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review of the Order of the Governor in Council. The file is presently ongoing.

On 16 July 2014, Haisla Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the Certificates of Public Convenience and Necessity issued by the NEB on 18 June 2014 in respect of the Enbridge Northern Gateway Project. The Court granted the Motion for Leave to Appeal on 26 September 2014. Haisla Nation filed their Notice of Appeal on 25 November 2015. The file is presently ongoing.

Kitasoo Xai'Xais Band and Heiltsuk Nation (Kitasoo and Heiltsuk)

On 11 July 2014, Kitasoo and Heiltsuk filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Seek Judicial Review of the Order of the Governor in Council of 17 June 2014 regarding the Enbridge Northern Gateway Project. The Federal Court of Appeal granted the Leave to Apply for Judicial Review on 26 September 2014. On 3 October 2014, Kitasoo and Heiltsuk filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review of the Order of the Governor in Council. The file is presently ongoing.

Nak'azdli and Nadleh Whut'en First Nations (Nak'azdli and Nadleh Whut'en)

On 14 July 2014, Nak'azdli and Nadleh Whut'en filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Seek Judicial Review of the Order of the Governor in Council of 17 June 2014 regarding the Enbridge Northern Gateway Project. The Federal Court of Appeal granted the Leave to Apply for Judicial Review on 26 September 2014. On 3 October 2014, Nak'azdli and Nadleh Whut'en filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review of the Order of the Governor in Council. The file is presently ongoing.

Unifor

On 14 July 2014, Unifor filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Seek Judicial Review of the Order of the Governor in Council of 17 June 2014 regarding the Enbridge Northern Gateway Project. The Federal Court of Appeal granted the Leave to Apply for Judicial Review on 26 September 2014. On 3 October 2014, Unifor filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review of the Order of the Governor in Council. The file is presently ongoing.

On 16 July 2014, Unifor filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the Certificates of Public Convenience and Necessity issued by the NEB on 18 June 2014 in respect of the Enbridge Northern Gateway Project. The Court granted the Motion for Leave to Appeal on 26 September 2014. Unifor filed their Notice of Appeal on 25 November 2015. The file is presently ongoing.

Trans Mountain Pipeline Expansion Project

Tsleil-Waututh Nation

On 2 May 2014, the Tsleil-Waututh Nation filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the NEB's 2 April 2014 Hearing Order regarding the Trans Mountain Pipeline Expansion Project, and related decisions of the NEB on the same date. The Court granted the Application for Leave to Appeal on 10 July 2014. Tsleil-Waututh Nation filed its Notice of Appeal on 8 September 2014. The file is presently ongoing.

City of Vancouver

On 20 August 2014, the City of Vancouver filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the NEB's Hearing Order regarding the Trans Mountain Pipeline Expansion Project and the NEB's ruling on the City of Vancouver's request for the List of Issues for the Board's hearing of the Trans Mountain Pipeline Expansion Project to include the environmental and socio-economic effects associated with upstream activities, the development of oil sands, or the downstream use of the oil transported by the pipeline. The Court dismissed the Application for Leave to Appeal on 16 October 2014.

L.D. Danny Harvey

On 3 September 2014, Mr. Harvey filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the NEB's ruling dated 19 August 2014 dismissing Mr. Harvey's motion for a review of the NEB's decision of 29 July 2013 which sets out the List of Issues for the Board's hearing of the Trans Mountain Pipeline Expansion Project, a review of the Board's ruling on participation and a review of the List of Issues. The Court dismissed the Application for Leave to Appeal on 24 October 2014.

Lynne M. Quarmby, Eric Doherty, Ruth Walmsley, John Vissers, Shirley Samples, ForesEthics Advocacy Association, Tzeporah Berman, John Clarke and Bradley Shende (Applicants)

On 29 October 2014, the Applicants filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the 2 October 2014 standing decision of the NEB for the Trans Mountain Pipeline Expansion Project. The Applicants argued that the standing test in section 55.2 of the NEB Act or, alternatively, the Board's application of it in the TMX hearing, violated the Charter. The file is presently ongoing.

City of Burnaby

On 8 September 2014, the City of Burnaby (Burnaby) filed a Statement of Claim with the British Columbia Supreme Court seeking injunctive relief against Trans Mountain Pipeline ULC and declarations against the NEB. The Statement of Claim

raises issues involving access to Burnaby land for pipeline routing surveys. An Application for a temporary injunction against access to Burnaby land for survey purposes was dismissed by the Supreme Court of British Columbia on 17 September 2014. On 2 October 2014, Burnaby filed with the British Columbia Court of Appeal a Notice of Application for Leave to Appeal the 17 September 2014 Order of the Supreme Court of British Columbia. That application for Leave to Appeal was dismissed by the British Columbia Court of Appeal on 27 November 2014. On 4 December 2014 Burnaby made an application to the British Columbia Court of Appeal to vary the dismissal order. The file is presently ongoing.

On 30 October 2014, Burnaby filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the 23 October 2014 ruling of the NEB on a notice of motion and Notice of Constitutional Question concerning access to lands to complete survey work for Trans Mountain's preferred pipeline corridor. The Court dismissed the Application for Leave to Appeal on 12 December 2014.

Dr. Gary Smith, Andrée Stow, Petronella Smid, El Punnett, Laura Hansen, Paul Christensen, Karen Larson and Mathias Hennig (Applicants)

On 10 June 2014, the Applicants filed with the Federal Court a Notice of Application for Judicial Review in respect of decisions issued by the Funding Review Committee and the Chief Operating Officer of the NEB dated 7 May 2014, denying the Applicants' request for participant funding relating to the Trans Mountain Expansion Project application. The file is presently ongoing.

Other

Council of Canadians

On 12 May 2014, the Council of Canadians filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Motion for Leave to Appeal the 14 April 2014 decision of the NEB to issue the List of Issues for the NEB's consideration in any upcoming proceeding with respect to the Energy East Pipeline Project proposed by Energy East Pipeline Ltd. before the filing of the Project application with the NEB. The Court dismissed the Application for Leave to Appeal on 25 July 2014.

Hamlet of Clyde River, Nammautaq Hunters & Trappers Organization – Clyde River, and Jerry Nathanine

On 28 July 2014, the Hamlet of Clyde River and others filed with the Federal Court of Appeal a Notice of Application for Judicial Review in respect of the 26 June 2014 decision of the NEB to grant a Geophysical Operations Authorization to TGS-NOPEC Geophysical Company ASA and others to conduct a 2D marine seismic survey in Baffin Bay and Davis Strait. The file is presently ongoing.

Appendix D – Oil Orders

Orders Issued During 2014 Approving Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order Number	Date Issued	Description
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-021-2014	5 December 2014	Line 67 Upgrades at Hardisty File OF-Fac-Oil-E101-2014-14 01
Enbridge Pipelines Inc.	AO-002-XO-E101-016-2014	25 November 2014	Line 11 Westover Segment Replacement Project File OF-Fac-Oil-E101-2014-01 01
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-020-2014	12 November 2014	Husky Connection Upgrade at Hardisty Terminal Project File OF-Fac-Oil-E101-2014-12 01
Enbridge Pipelines Inc.	AO-002-XO-E101-004-2013	17 October 2014	Alberta Clipper Capacity Expansion Project File OF-Fac-Oil-E101-2012-11 03 01
Enbridge Pipelines Westspur Inc. (EPWI)	XO-E103-019-2014	8 October 2014	Manitoba Interconnect Project. The removal of existing segments plus the construction of new piping associated with Lines 23A and 23B. File OF-Fac-Oil-E103-2014-01 01
Trans Mountain Pipeline ULC	XO-T260-017-2014	3 September 2014	McLeod River HDD Pipe Replacement Project File: OF-Fac-Oil-T260-2014-04 01
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-016-2014	21 August 2014	Line 11 Westover Segment Replacement Project File OF-Fac-Oil-E101-2014-01 01
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.	XO-P123-015-2014	15 August 2014	Northern System HVP Spirit River Pump Station Addition of two 2750hp electrically driven centrifugal pumps to an existing block valve site File OF-Fac-Oil-P123-2014-02 01
Enbridge Pipelines Inc.	AO-002-XO-E101-017-2013	7 August 2014	Edmonton Terminal (South) Expansion Project File OF-Fac-Oil-E101-2013-05 01
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-014-2014	31 July 2014	IPF Cold Lake West Expansion at Enbridge Edmonton Terminal File OF-Fac-Oil-E101-2014-10 01
Enbridge Pipelines Inc.	AO-001-XO-E101-009-2014	30 July 2014	Line 4 and 67 Transient Mitigation Project at Kerrobert Terminal File OF-Fac-Oil-E101-2014-04 01
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.	XO-P123-013-2014	29 July 2014	Northern Pipeline Diversion Project File OF-Fac-Oil-P123-2014-01 01
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-012-2014	18 July 2014	Line 4 Relief Line to Tank 40 at Hardisty File OF-Fac-Oil-E101-2014-09 01

Trans Mountain Pipeline ULC	XO-T260-019-2014	10 July 2014	Edmonton Terminal Additional Pumps, Piping and Facilities Project File OF-Fac-Oil-T260-2014-03 01
Enbridge Pipelines Inc.	AO-009-XO-E101-014-2013	12 June 2014	Eastern Access Edmonton Terminal Connectivity Phase 2 File OF-Fac-Oil-E101-2013-09 01
Kinder Morgan Cochin ULC (KM Cochin)	AO-001-KO177-015-2013	2 June 2014	Cochin Pipeline System Reversal Project File OF-Fac-Oil-K0177-2012-01 01
Enbridge Pipelines Inc.	AO-009-XO-E101-019-2013	30 May 2014	Eastern Access Edmonton Satellite Booster Pump and Manifold 203 Project File OF-Fac-Oil-E101-2013-07 01
Enbridge Pipelines Inc.	AO-001-XO-E101-004-2014	22 May 2014	Cromer Terminal Booster Pump Addition File OF-Fac-Oil-E101-2013-20 02
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-010-2014	13 May 2014	Line 67 Upgrades at Hardisty Terminal File OF-Fac-Oil-E101-2014-05 01
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-009-2014	12 May 2014	Line 4 and 67 Transient Mitigation Project at Kerrobert Terminal File OF-Fac-Oil-E101-2014-04 01
Trans Mountain Pipeline ULC	AO-001-XO-T260-009-2013	8 May 2014	Nipisi Facility Piping File OF-Fac-Oil-T260-2013-01 01
TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.	XO-T241-007-2014	11 April 2014	Husky East Campus Interconnect Project File OF-Fac-Oil-T241-2014-01 01
Enbridge Pipelines Inc.	AO-001-XO-E101-029-2013	7 April 2014	Plains Wascana Tank 80 Project at Regina Terminal File OF-Fac-Oil-E101-2013-12 02
Enbridge Pipelines Inc.	AO-001-XO-E101-017-2013	4 April 2014	Edmonton Terminal (South) Expansion Project File OF-Fac-Oil-E101-2013-05 01
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-004-2014	26 February 2014	Cromer Terminal Booster Pump Addition OF-Fac-Oil-E101-2013-20 01
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-002-2014	10 February 2014	Alberta Clipper Capacity Expansion Project Phase II File OF-Fac-Oil-E101-2013-19-01
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-001-2014	24 January 2014	Kiyava Diluent Connection at Edmonton Terminal Project File OF-Fac-Oil-E101-2013-18 01

Appendix E – Gas Orders

Orders Issued During 2018 Approving the Construction of Gas Pipeline Facilities Not Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order Number	Date Issued	Description
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-023-2018	17 December 2018	Alder Flats South No. 3 Receipt Meter Station File: OF-Fac-Gas-N081-2018-1 (02)
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-022-2018	9 December 2018	Wildhay River South Receipt Meter Station Project File: OF-Fac-Gas-N081-2018-12 (01)
Many Islands Pipe Lines (Canada) Ltd.	AO-003-XG-115-90	3 November 2018	Application for Variance of Order XG-115-90 File: OF-Fac-Gas-M182-2018-02 (01)
NOVA Gas Transmission Ltd.	AO-01- XG-N081-018-2018	30 September 2018	East Calgary B Interconnect Project File: OF-Fac-Gas-N081-2018-09 (01)
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-021-2018	27 September 2018	Cannon Creek East Sales Meter Station Project File: OF-Fac-Gas-N081-2018-07 (01)
Alliance Pipeline Ltd. (Alliance)	XG-A159-020-2018	9 September 2018	Elmworth Lateral Pipe Replacement Project File: OF-Fac-Gas-A159-2018-01 (01)
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-018-2018	5 September 2018	Musreau Cutbank Expansion Project File: OF-Fac-Gas-N081-2018-03 (01)
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-019-2018	5 September 2018	Snipe Hills Compressor Station Project File: OF-Fac-Gas-N081-2018-04 (01)
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-016-2018	3 September 2018	East Calgary B Interconnect – East Calgary Receipt Meter Station File: OF-Fac-Gas-N081-09 (01)
Trans Québec and Maritimes Pipeline Inc.	XG-T201-017-2018	6 August 2018	NPS 6 Saint-Jérôme Lateral Relocation Project File: OF-Fac-Gas-T201-2018-02 (1101)
Minell Pipeline Ltd. (Minell)	XG-M234-016-2018	25 July 2018	Replace and Relocate a section of the Minell Natural Gas Pipeline at Beaver Creek near St. Lazare, Manitoba File: OF-Fac-Gas-M234-2013-01-01
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-015-2018	25 July 2018	Bilby Receipt Meter Station File: OF-Fac-Gas-N081-2018-02 (01)
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-010-2018	15 July 2018	Kettle River North 40 Sales Meter Station Upgrade Project File: OF-Fac-Gas-N081-2018-08 (01)
Alliance Pipeline Ltd. (Alliance)	XG-A159-013-2018	18 July 2018	Thermo-Electric Generator Installation at West Doe Meter Station Project File: OF-Fac-Gas-A159-2018-02 (01)

Trans-Québec & Maritimes Pipeline Inc.	AO-001-MO-T233-0009-2018	26 June 2018	Lac Nerveux Receipt Meter Station Project File OF-Fac-Gas-T233-2018-03 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	AO-001-MO-N081-015-2012	26 June 2018	Sundre Creek South Lateral Loop No. 3 File OF-Fac-Gas-N081-2012-03 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	AO-001-MO-N081-021-2012	26 April 2018	Waterous Lake West Receipt Meter Station File OF-Fac-Gas-N081-2012-12 01
Trans-Québec and Maritimes Pipeline Inc. (TQM)	MO-T233-0019-2018	22 April 2018	Lac Nerveux Receipt Meter Station Project File OF-Fac-T233-2018-01 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	MO-N081-027-2018	1 April 2018	Otter Lake Compressor Station Project File OF-Fac-Gas-N081-2012-19 01
Williston Hunter Canada Inc.	MO-W150-006-2018	21 March 2018	Gas Gathering Pipeline File OF-Fac-Gas-W150-2012-01 01
Spectra Energy Transmission (Westcoast)	MO-W102-005-2018	20 March 2018	Grizzly Sales Gas Pipeline Replacement Project File OF-Fac-Gas-W102-2018-01 01
Enbridge Pipelines Inc.	MO-E101-004-2018	19 March 2018	Regina Terminal Tank 13 Relief Line Connection File OF-Fac-Oil-E101-2018-02 01
Spectra Energy Transmission (Westcoast)	MO-W102-003-2018	21 February 2018	Chilliwack Mainline Pipeline Replacement Project (Project) OF-Fac-Gas-W102-2012-03 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	AO-002-MO-N081-016-2012	16 February 2018	Hanginglstone Sales Meter Station File OF-Fac-N081-2012-43 02
6917133 Alberta Ltd.	MO-Z027-002-2018	7 February 2018	Gathing Source Water Pipeline Tie-In File OF-Fac-OtherComm-Z027-2018-01 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	MO-N081-003-2018	31 January 2018	Nordhaven Receipt Meter Station Upgrade Project File OF-Fac-Gas-N081-2012-16 01

Certificates Issued During 2018 Approving the Construction of Gas Pipeline Facilities Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order Number	Date Issued	Description
NOVA Gas Transmission Ltd.	MO-N081-010-2018	19 June 2018	Wolf Lake Hill Capacity Expansion Project File OF-Fac-Gas-N081-2018-01 01

Appendix F - Financial Statements

The Board is funded by Parliament through the *Appropriations Act*, with approximately 90 per cent of its costs recovered by the Federal government from the companies whose energy facilities are regulated by the Board. Financial statements for cost recovery purposes are prepared annually and audited by the Office of the Auditor General. Table 19 provides an overview of NEB financial and human resources.

Table 20 - NEB Expenditures and Staff (by fiscal year)[1]

Fiscal Year (1 April to 31 March)	Expenditures (Million $)	Staff (Full-Time Equivalents)
2012-2013	69.6	398.1
2013-2014	81.7	425.3
2014-2015	84.7	423.6

1 2014-2015 are estimated amounts.

Appendix G – Strategic Plan

Purpose

We regulate pipelines, energy development and trade in the Canadian public interest[a].

Vision

The NEB is active and effective in Canada's pursuit of a sustainable energy future.

Goals

- NEB-regulated facilities and activities are safe and secure.
- The environment is protected throughout the lifecycle of NEB-regulated facilities and activities.
- Canadians benefit from efficient energy infrastructure and markets.
- The rights and interests of those affected by NEB-regulated facilities and activities are respected.

Values

Integrity: We are fair, transparent, and respectful.

Regulatory Leadership: We are responsive, proactive and innovative.

Accountability: We are accountable and support each other to deliver timely, high quality results.

Strategies

- We engage Canadians.
- We hold those we regulate accountable for results in the public interest.

---

a. The public interest is inclusive of all Canadians and refers to a balance of economic, environmental and social considerations that changes as society's values and preferences evolve over time.

Office national de l'énergie

National Energy Board

RAPPORT ANNUEL 2014

au Parlement

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2015
représentée par l'Office national de l'énergie

Version papier:
ISSN 1498-8496
Cat. No. NE1-2014

Version PDF
1498-5063
NE1-2014F-PDF

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
517, Dixième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2R 0A8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5503
Téléphone : 1-800-292-4800
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
Deuxième étage

Internet : www.one-neb.gc.ca

Imprimé au Canada

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2015
as represented by the National Energy Board

Paper:
ISSN 1498-8496
Cat. No. NE1-2014

PDF:
ISSN 1498-5055
Cat. No. NE1-2014E-PDF

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
517 Tenth Avenue SW
Calgary, Alberta T2R 0A8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5503
Phone: 1-800-292-4800
1-800-899-1265

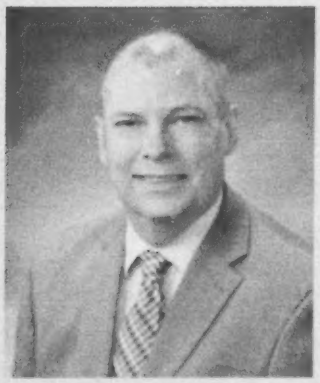
For pick-up at the NEB office:
Library
2nd floor

Internet: www.neb-one.gc.ca

Printed in Canada

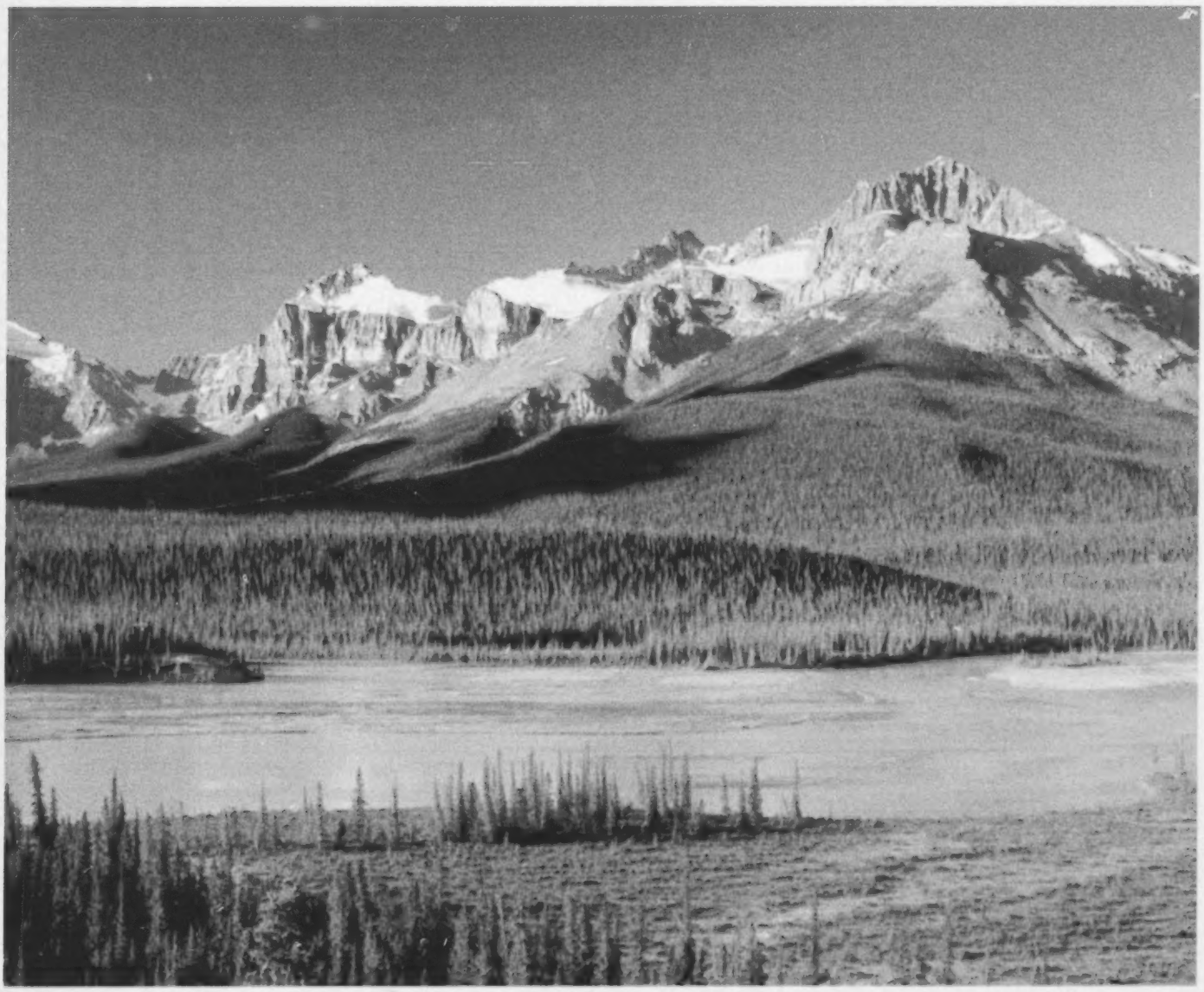
Table des matières

1 Message du président
3 Identité et activités
5 Membres de l'Office
6 Rôles et responsabilités
7 Réglementation axée sur le cycle de vie
8 Infrastructure énergétique : aujourd'hui et demain
13 Intérêt public
16 Dans le Nord
19 Promotion de solides résultats en matière de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement
30 Marchés énergétiques en 2014
35 Personnel et culture à l'Office
37 2015 – Un regard sur l'avenir
38 Une riche expérience – biographie des membres de l'Office
45 Annexes



Message du président

On m'a fait l'honneur de me nommer président et premier dirigeant de l'Office national de l'énergie en juin 2014. L'Office a aussi accueilli Lyne Mercier (en sa qualité de membre) comme nouvelle vice-présidente en juin.

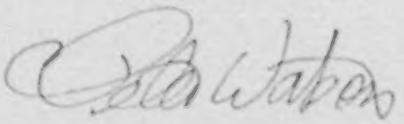


Pendant mes six premiers mois à l'Office, j'ai pu être directement témoin de l'excellent travail qu'accomplit notre personnel hautement compétent. J'ai observé à de nombreuses occasions que tout le monde ici s'attelle à la tâche avec dévouement et passion et a véritablement à cœur les intérêts des Canadiens. Nos gens se sentent la responsabilité d'aider à assurer la sécurité de l'infrastructure énergétique du pays. Ils ont en commun une passion pour la fonction publique, une volonté d'équité, un sentiment de responsabilité et le souci de faire ce qui doit être fait. C'est ce qui ressort indubitablement lorsqu'on regarde tout ce qui a été accompli en 2014, et en particulier les réalisations suivantes :

- Le lancement du Bilan du rendement sur le plan de la sécurité et de l'environnement en mars a été pour nous une occasion de transparence envers les Canadiens en ce qui concerne les données clés recueillies par l'Office sur la sécurité et la protection de l'environnement. Nous savons que les Canadiens veulent en apprendre davantage sur le rendement des sociétés réglementées, et la communication publique de ce type de renseignements va justement dans le sens de notre désir de transparence. Nous nous assurerons pour l'avenir que de plus en plus de données de ce type seront hautement accessibles en tout temps.
- En ce même mois de mars, l'Office a approuvé le projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 d'Enbridge. À l'audience, les participants ont présenté toutes sortes de vues et d'indications intéressantes. L'approbation que nous avons donnée était sous réserve de certaines conditions imposées pour la protection du public et de l'environnement. Le projet est d'intérêt public et les Canadiens veulent l'assurance que nous prenons notre rôle de surveillance au sérieux et que jamais nous ne tiendrons pour acquis tout ce qui est sécurité du public et protection de l'environnement.
- En avril, nous avons produit l'ordonnance d'audience pour le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, amorce du processus d'audience de l'Office. Cet examen est un des plus exhaustifs dans toute l'histoire de l'Office. Nous avons dénombré 400 intervenants, plus que dans toute autre audience passée. Nous avons donné la parole à 1 260 auteurs d'une lettre de commentaires et à plus de 45 groupes autochtones qui ont présenté ce que nous appelons une preuve traditionnelle orale. Nous prévoyons remettre notre rapport au gouvernement fédéral au début de 2016 et alors recommander ou non la réalisation de ce projet. En octobre, TransCanada a produit sa demande relative au projet Oléoduc Énergie Est. Il s'agit d'un pipeline à aménager entre l'Alberta et le Nouveau-Brunswick. Notre examen portera sur le plus long pipeline jamais proposé dans l'histoire de l'Office. Il n'y a pas que ces projets, puisque, pour l'ensemble de 2014, nous avons reçu près de 600 demandes portant sur des installations, des importations, des exportations ou des droits et tarifs. L'Office a donc été très occupé cette année.

Pour que nous puissions exécuter notre mandat et accomplir le meilleur travail possible, nous nous devons à mon avis de mieux comprendre ce que le public pense quand il est question de sécurité des pipelines et de protection de l'environnement. Voilà précisément pourquoi à mes yeux il n'y a jamais eu de meilleur moment pour consulter les Canadiens et prêter l'oreille à ce qu'ils ont à dire. J'étais donc fort heureux d'annoncer en novembre que nous lancerions une initiative nationale de mobilisation au début de 2015. Par des discussions et des rencontres, nous voulons apprendre de la bouche même des intéressés comment nous pourrions améliorer notre façon d'aborder la sécurité et la protection de l'environnement. Nous prenons au sérieux notre mandat d'organisme national de réglementation de l'énergie, y compris la nécessité de nous améliorer sans cesse.

Une nouvelle ère commence pour l'Office. Je ne saurais que me fier au solide régime de réglementation en place, mais il y a toujours lieu d'améliorer les choses. Vous avez ma parole que l'Office maintiendra l'excellence de sa réglementation de l'énergie et que nous voudrons apprendre et nous adapter afin qu'il en demeure ainsi.



Peter Watson

Identité et activités

L'Office national de l'énergie est l'organisme de réglementation du secteur énergétique au Canada, notamment en matière de sécurité. Notre tâche ne s'arrête pas une fois qu'une décision est rendue à l'égard d'un projet. Nous veillons à la sécurité tout au long du cycle de vie des installations énergétiques, et donc de l'approbation des travaux jusqu'à la cessation des activités en passant par la construction et l'exploitation des installations. L'Office fait cause commune avec les collectivités, partageant avec elles le but de faire en sorte que l'infrastructure énergétique soit la plus sûre possible.

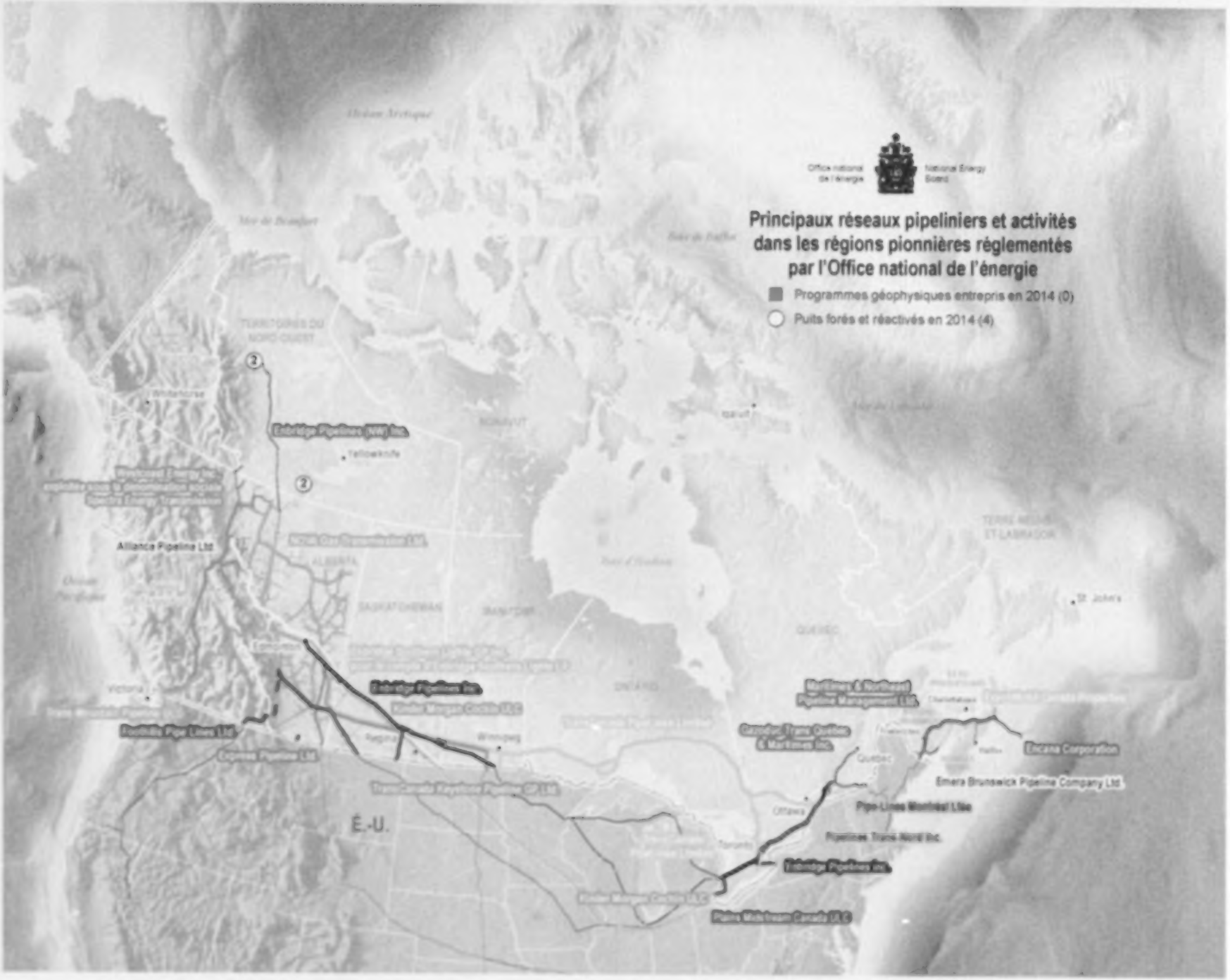
L'Office peut compter sur un personnel hautement qualifié : ingénieurs, environnementalistes, vérificateurs, inspecteurs, spécialistes de la participation, avocats, personnel administratif, etc. Et tous sont fiers du travail qu'ils accomplissent en veillant sur les intérêts des Canadiens. Quelle que soit leur fonction – gestion des audiences publiques, mise en ligne d'un meilleur site Web, recrutement de nouveaux employés talentueux, etc., – ils savent que leur travail joue un rôle dans le maintien d'une infrastructure énergétique sécuritaire et fiable.

Pour que l'Office puisse servir la population à sa pleine mesure, il faut que son régime de réglementation inspire confiance et que sa capacité à assurer l'exécution des ordonnances, des règles et des règlements visant à protéger les Canadiens, leurs collectivités et l'environnement ne fasse aucun doute.

Le travail de l'Office ne consiste pas seulement à approuver des projets et à infliger des pénalités à ceux qui ne respectent pas les règles. L'Office est là pour servir le public. Les Canadiens doivent savoir qu'ils peuvent compter sur lui comme organisme de réglementation ayant leur intérêt à cœur dans tout ce qu'il accomplit.

Pour exécuter son mandat de base, l'Office a énoncé trois priorités stratégiques :

- nous devons poursuivre nos efforts en vue de concevoir, d'affiner et de communiquer stratégiquement les actions que nous menons en matière de sécurité des pipelines et de protection de l'environnement;
- nous devons continuer de mettre l'accent sur l'obtention de résultats en sécurité grâce aussi à une démarche plus stratégique d'écoute des Canadiens;
- nous devons élaborer et mettre en œuvre un cadre de travail visant à l'excellence en matière de réglementation.


Office national de l'énergie
National Energy Board
Principaux réseaux pipeliniers et activités dans les régions pionnières réglementés par l'Office national de l'énergie
Programmes géophysiques entrepris en 2014 (0)
Puits forés et réactivés en 2014 (4)
Alliance Pipeline Ltd
Foothills Pipe Lines Ltd.
Express Pipeline Ltd.
Trans Québec & Maritimes Inc.
Encana Corporation
Emera Brunswick Pipeline Company Ltd.
Pipe-Lines Montréal Ltée
Pipelines Trans-Nord Inc.
É.-U.

Membres de l'Office

Seconde rangée (de gauche à droite) : Jacques Gauthier, James Ballem, Peter Watson, Ron Wallace, Bob Vergette et Shane Parrish
Première rangée (de gauche à droite) : Mike Richmond, Allison Scott, David Hamilton, Lyne Mercier et Phil Davies
Absents : Roland George et Kenneth Bateman

Rôles et responsabilités

L'Office national de l'énergie est un organisme de réglementation fédéral indépendant qui a été créé en 1959. Son mandat est de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. Il rend des comptes au Parlement par l'intermédiaire du ministre des Ressources naturelles.

En 2014, l'Office réglementait quelque 73 000 kilomètres de pipelines interprovinciaux et internationaux et 1 400 kilomètres de lignes internationales de transport d'électricité sur le territoire canadien. Un réseau pipelinier appartenant à 101 sociétés acheminait pour environ 159 milliards de dollars de pétrole brut, de produits pétroliers, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel sur le plan intérieur et à l'exportation à un coût estimatif de transport de 7 milliards de dollars. Dans l'ensemble, 31 sociétés étaient propriétaires de lignes internationales de transport d'électricité réglementées par l'Office. Ces lignes ont acheminé pour environ 3,6 milliards de dollars d'électricité à destination et en provenance du Canada.

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* définit les principales responsabilités de l'organisme. On trouvera dans le site Web de l'Office (*www.neb-one.gc.ca*) des renseignements plus détaillés sur le contexte et les activités propres à l'Office.

Réglementation axée sur le cycle de vie

L'Office soumet à une réglementation fédérale axée sur le cycle de vie l'infrastructure énergétique du Canada. À l'étape de la conception d'un projet, après examen, nous imposons des conditions. Il est présent avec ses inspections quand les installations sont construites, et avec ses audits quand elles sont exploitées. Lorsqu'un pipeline se trouve au terme de sa durée utile, il examine les demandes de cessation d'exploitation pour que celle-ci se fasse en toute sécurité et en toute responsabilité environnementale. En d'autres termes, sa réglementation s'applique du début à la fin. Il tient les sociétés pipelinières pour responsables de tout le cycle de vie des canalisations qu'elles exploitent.

Il exige aussi des sociétés de son ressort qu'elles prévoient, préviennent, gèrent et atténuent les conditions pouvant présenter certains dangers dans le cadre de leurs activités. Les membres et le personnel de l'Office n'hésiteront pas à utiliser tous les mécanismes d'application de la loi pour assurer la conformité avec les règles et les règlements visant la sécurité du public et la protection de l'environnement.

Infrastructure énergétique : aujourd'hui et demain

Les Canadiens dépendent du réseau de transport pipelinier pour s'approvisionner en énergie d'une manière sûre, fiable et efficiente, aujourd'hui et demain. La capacité du réseau à acheminer en toute sécurité le gaz naturel, ses liquides, le pétrole brut et les produits pétroliers est vitale pour l'économie du Canada. L'Office participe de façon active et efficace à la recherche d'un avenir énergétique durable pour le Canada en intégrant les dimensions économiques, environnementales et sociales d'intérêt lorsqu'il choisit un plan d'action. Dans nos exigences, nous encourageons l'innovation autant que possible, mais prescrivons aussi des modes de conception, des pratiques d'exploitation ou des méthodes de gestion, s'il y a lieu. Ce cadre favorise l'instauration d'une filière énergétique durable qui satisfera les besoins actuels des Canadiens, tout en tenant compte de ceux de demain.

Demandes en 2014

Les sociétés assujetties à la réglementation de l'Office sont tenues de solliciter l'approbation de celui-ci pour certaines activités, notamment :

- la construction et l'exploitation au Canada d'un pipeline international ou interprovincial ou d'une ligne internationale de transport d'électricité, sans oublier les installations connexes, ou la modification ou la cessation d'exploitation des installations;
- l'exportation de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et d'électricité ainsi que l'importation et l'exportation de gaz naturel;
- l'établissement des droits et tarifs applicables.

Nombre de demandes reçues en 2013 et 2014

	2013	2014
Certificats aux termes de l'article 52	3	4
Ordonnances aux termes de l'article 58	61	66
Importations et exportations aux termes de la partie VI	612	731
Transport, droits et tarifs	10	10
Cessation d'exploitation	1	2

Certaines décisions et recommandations en 2014

Installations

Projet pipelinier d'Edmonton à Hardisty

Le 31 janvier 2014, l'Office a recommandé au gouverneur en conseil d'approuver, en l'assortissant de 17 conditions, la délivrance d'un certificat d'utilité publique à Pipelines Enbridge Inc. (Enbridge) en vue de la construction et de l'exploitation d'une nouvelle canalisation de 762 km entre les terminaux existants de la société à Edmonton et Hardisty, en Alberta.

Il s'agit aussi de construire une nouvelle station de pompage en début de parcours au terminal d'Edmonton, une nouvelle station de pompage à Kerrobert (Saskatchewan) et Stonne, ainsi que des installations et éléments d'infrastructure liés aux terminaux à Edmonton et Hardisty. L'Office a approuvé ces installations supplémentaires, en imposant 16 conditions. L'ordonnance d'approbation de ces nouvelles installations ne prendra effet que si le certificat nécessaire est délivré. L'Office a aussi approuvé la méthode d'établissement des droits proposée par Enbridge, tout en nous réservant de la délivrance du certificat requis. On trouvera dans le site Web de l'Office la recommandation et la décision complètes. (OH-003-2013)

Cessation d'exploitation du pipeline North Bougan

Le 6 mai 2014, l'Office a autorisé Glencos Resources Ltd. à abandonner sur place le pipeline North Bougan de 20 mètres avec l'équipement lié de surface en imposant huit conditions. Environ 200 mètres de cette canalisation se trouvent au Canada, et 15 mètres aux États-Unis. On trouvera la décision complète dans le site Web de l'Office. (MHW-003-2014)

Cession d'actifs pour intégration

Le 16 octobre 2014, l'Office a autorisé NEVA Gas Transmission Ltd. (NEGT) à vendre certains biens à XTEC Gas and Pipelines Limited et à acheter en contrepartie certains biens de celle-ci. Les biens cédés par NEGT consistent en 31 stations de compression au point de livraison et 89 stations de compression au point de réception, et en 1 418 km de canalisation. Les biens cédés par XTEC sont 11 stations de compression au point de livraison, 19 stations de compression au point de réception, une station de compression et 1 249 kilomètres de canalisation. L'Office a également recommandé au gouverneur en conseil d'approuver la délivrance d'un certificat à l'égard des biens cédés par XTEC qui relèveront désormais de la compétence de l'Office, ainsi que la modification d'un certificat pour les biens cédés par NEGT qui ne relèveront plus de sa compétence. L'Office a autorisé NEGT à mettre les installations en service et a approuvé les ajustements monétaires et non monétaires proposés en cas de délivrance d'un certificat. On peut trouver la recommandation et la décision complètes dans le site Web de l'Office. (GH-002-2014)

Droits et tarifs

Droits de 2015 à 2030 de TransCanada PipeLines Ltd.

Le 28 novembre 2014, l'Office a approuvé les droits et les tarifs révisés du réseau principal de TransCanada PipeLines Limited. Il a [illegible] *a sollicité l'approbation d'une entente de règlement pour le réseau principal. C'était l'entente intervenue entre la société et trois sociétés de distribution locale, à savoir Enbridge Gas Distribution Inc., Union Gas Ltd. et la Société en commandite Gaz Métro. Après un processus de commentaires engagé auprès des expéditeurs de TransCanada et des parties prenantes, l'Office a jugé ne pas pouvoir approuver le règlement, y voyant un règlement contesté d'après les lignes directrices relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs. Il a approuvé la conception des droits 2015-2020 du réseau principal selon la demande. Il a aussi approuvé en principe certains paramètres de la méthode d'établissement des droits jusqu'en 2030. Il a décidé de maintenir la latitude de tarification établie dans sa décision 694-003-2011, mais en demandant à TransCanada de prendre des mesures correctives pour empêcher l'accès et le recours à des renseignements non publics propres aux expéditeurs dans l'exercice de cette latitude en matière de prix. Il a ordonné à TransCanada de produire avant le 31 décembre 2017 une demande d'examen visant à déterminer si la conception approuvée des droits convenait toujours pour la période 2018-2020.* On peut trouver la décision complète dans le site Web de l'Office. (RH-001-2014)

Partie VI – Importations et exportations

Licence d'exportation de Jordan Cove LNG

Le 20 février 2014, l'Office a approuvé la demande faite par Jordan Cove LNG d'une licence d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil. À la suite d'un processus par voie de mémoires, il a établi que le volume d'exportation de gaz naturel avancé par cette société constituait un excédent par rapport aux besoins des Canadiens. Il a refusé la demande présentée d'exemption relative aux exigences de déclaration, mais accepté la demande d'un écart admissible annuel de 15 % et d'une expiration aux 10 ans. La licence d'exportation autorise Jordan Cove LNG à exporter 442,68 milliards de mètres cubes (Gm³) sur une période de 25 ans. Le gaz naturel quittera les points d'exportation situés près de Kingsgate et de Huntingdon, en Colombie-Britannique. On peut trouver la décision complète dans le site Web de l'Office. (OF-E1-Gas-GL-1705-2013-01 01)

Licence d'exportation de Triton LNG Limited Partnership

Le 16 avril 2014, l'Office a autorisé Triton LNG Limited Partnership à exporter du GNL sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil. Il a établi que le volume d'exportation de gaz naturel avancé par cette société constituait un excédent par rapport aux besoins des Canadiens. Il a refusé la demande faite par cette société d'une exemption relative aux exigences de déclaration, mais accepté sa demande d'un écart annuel admissible de 15 % et d'une expiration aux 10 ans. La licence d'exportation autorise la société à exporter 93,725 Gm³ sur une période de 25 ans. Le GNL sera exporté à la sortie du bras de chargement d'un terminal de liquéfaction projeté à proximité de Kitimat ou de Prince Rupert, en Colombie-Britannique. On trouvera la décision complète dans le site Web de l'Office. (OF-E1-Gas-GL-T293-2013-01 01)

Licence d'exportation d'Oregon LNG Marketing Company, LLC

Le 1er mai 2014, l'Office a autorisé Oregon LNG Marketing Company, LLC à exporter du GNL sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil. Il a établi que le volume d'exportation de gaz naturel avancé par cette société constituait un excédent par rapport aux besoins des Canadiens. Il a accepté la demande faite par cette société d'un écart annuel admissible de 15 % et d'une expiration aux 10 ans. La licence d'exportation autorise Oregon LNG à exporter 375,17 Gm³ sur une période de 25 ans. Le GNL quittera les points d'exportation situés près de Kingsgate et de Huntingdon, en Colombie-Britannique. On trouvera la décision complète dans le site Web de l'Office. (OF-E1-Gas-GL-0113-2014-01 01)

Licence d'exportation d'Aurora LNG Ltd.

Le 1er mai 2014, l'Office a autorisé Aurora LNG Ltd. à exporter du GNL sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil. Il a établi que le volume d'exportation de gaz naturel avancé par cette société constituait un excédent par rapport aux besoins des Canadiens. Il a accepté la demande faite par Aurora LNG d'un écart annuel admissible de 15 % et d'une expiration aux 10 ans. La licence d'exportation autorise la société à exporter 849,82 Gm³ sur une période de 25 ans. Le GNL sera exporté à la sortie du bras de chargement d'un terminal de liquéfaction projeté à proximité de Prince Rupert, en Colombie-Britannique. On trouvera la décision complète dans le site Web de l'Office. (OF-E1-Gas-GL-A777-2013-01 01)

Normes de service et résultats en 2014

Dans le contexte actuel d'une gestion axée sur les résultats, les normes de service constituent un outil indispensable. L'Office possède ses propres normes de service internes qui portent sur une foule de fonctions et de services au titre de la réglementation. Il fait connaître à la population et aux parties prenantes les délais prévus de traitement d'une demande ou d'une requête compte tenu de l'évaluation à réaliser pour remplir le mandat qui lui est conféré par la loi.

Les tableaux 1, 2 et 3 qui suivent énumèrent les normes de service de l'Office et les résultats obtenus en 2014, ainsi que les normes et les résultats en ce qui concerne les demandes d'exportation d'électricité et les demandes aux termes de l'article 58.

Tableau 1 – Normes de service et résultats de l'Office en 2014

Tâche	Norme de service	Nombre de demandes ou de requêtes	Résultats
Production de décisions et de recommandations à la suite d'audiences	100 % des motifs de décision ou de recommandation aux termes de l'article 52, 58 ou 58.16 produits dans les 15 mois suivant le moment où la demande est jugée complète par l'Office	3	100 %
Production de décisions et de recommandations à la suite d'audiences	80 % des motifs de décision ou de recommandation en vertu d'articles autres que les articles 52, 58 et 58.16 qui sont produits dans les 12 semaines suivant une audience publique	5	100 %
Demandes de forage en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC)	Décision rendue dans les 21 jours civils suivant la réception de la demande complète	0	s.o.
Demandes de modification d'état de puits en vertu de la LOPC	Décision rendue dans les 21 jours civils suivant la réception de la demande complète	4	100 %
Demandes visant des activités géologiques et géophysiques en vertu de la LOPC	Décision rendue dans les 30 jours civils suivant la réception de la demande complète	3	100 %
Autorisation d'exportation de pétrole brut ou de produits pétroliers	Deux jours ouvrables (ordonnances à court terme seulement)	36	100 %
Autorisation d'exportation ou d'importation de gaz naturel	Deux jours ouvrables (ordonnances à court terme seulement)	232	99 %
Autorisation d'exportation de liquides de gaz naturel	Deux jours ouvrables (ordonnances à court terme seulement)	14	100 %
Demandes en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) Décisions relatives aux découvertes importantes dans les régions pionnières	80 % des décisions rendues dans les 90 jours civils suivant la date à laquelle toute l'information est disponible pour le début du processus d'évaluation	0	s.o.
Demandes en vertu de la LFH Décisions relatives aux découvertes exploitables dans les régions pionnières	80 % des décisions rendues dans les 90 jours civils suivant la date à laquelle toute l'information est disponible pour le début du processus d'évaluation	0	s.o.
Traitement des plaintes des propriétaires fonciers	100 % des réponses dans les 10 jours civils	19	100 %
Vérifications financières	80 % des rapports provisoires de vérification envoyés aux sociétés dans les huit semaines suivant l'achèvement des travaux sur le terrain	2	100 %

Tableau 2 – Normes de service et résultats pour les demandes d'exportation d'électricité en 2014

Catégorie	Description de la catégorie	Norme de service	Nombre de demandes	Résultats
A	Complexité des enjeux faible	80 % des décisions rendues dans un délai de 40 jours civils après la période prévue pour la parution de l'avis de demande	9	100 %
B	Complexité des enjeux modérée	80 % des décisions rendues dans un délai de 90 jours civils après la période prévue pour la parution de l'avis de demande	0	s.o.

Tableau 3 – Normes de service et résultats pour les demandes aux termes de l'article 58 en 2014

Catégorie	Description de la catégorie	Norme de service	Nombre de demandes	Résultats
A	Complexité des enjeux faible sans intérêt de tiers	80 % des demandes réglées dans les 40 jours civils suivant la réception de la demande complète	8	100 %
B	Complexité des enjeux modérée avec intérêt possible de tiers	80 % des demandes réglées dans les 90 jours civils suivant la réception de la demande complète	25	96 %
C	Complexité des enjeux élevée avec intérêt probable de tiers	80 % des demandes réglées dans les 120 jours civils suivant la réception de la demande complète	6	83 %

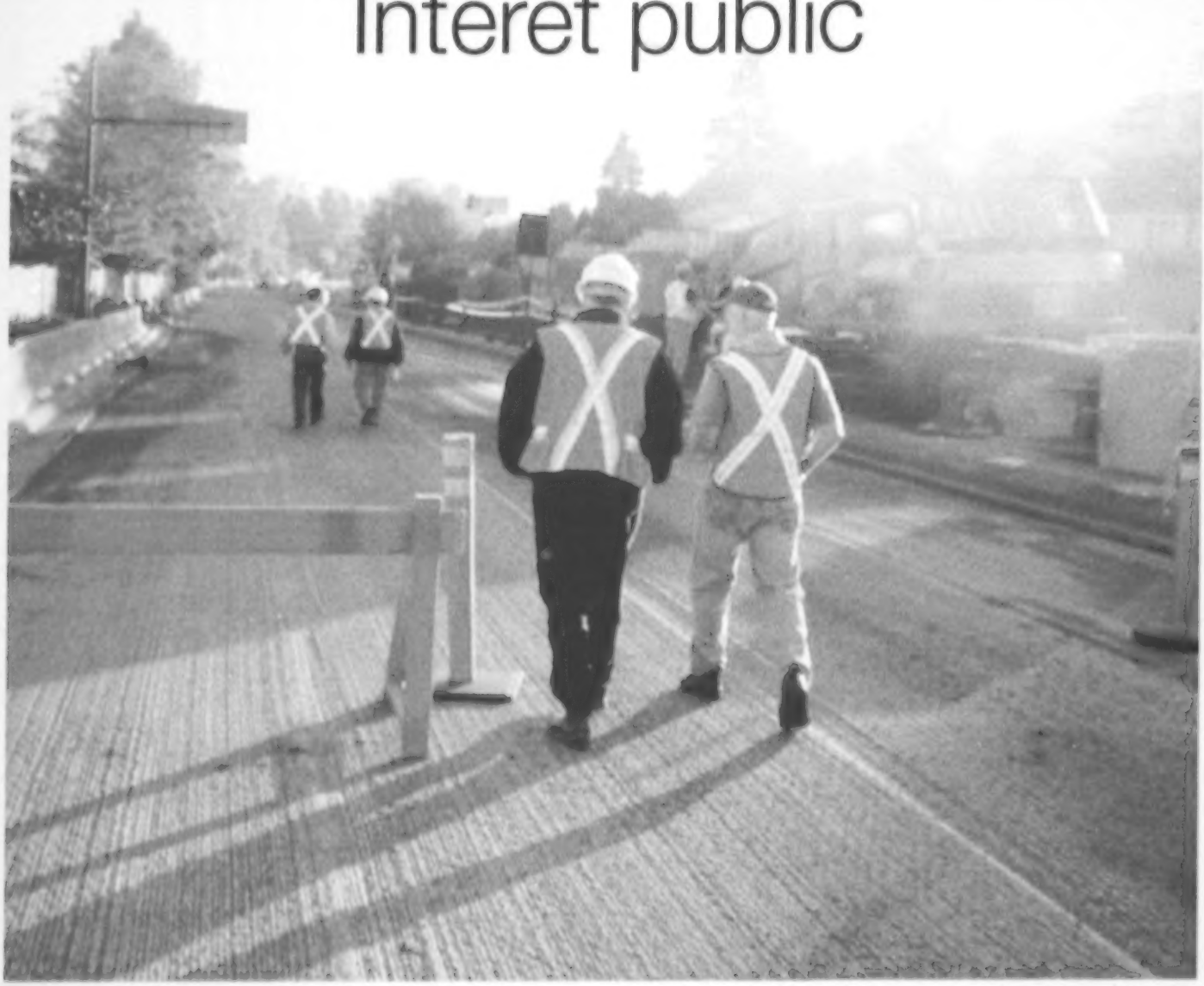
Mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds pour la cessation d'exploitation – Une approche axée sur le cycle de vie

L'Office assure une réglementation axée sur le cycle de vie des pipelines, c'est-à-dire de leur conception, de leur construction, de leur exploitation, de la cessation éventuelle de cette exploitation et de la remise en état de l'emprise. La *Loi sur l'Office national de l'énergie* exige la tenue d'une audience publique lorsqu'une société fait une demande de cessation d'exploitation. Une telle demande doit être assortie d'un plan comportant une consultation des particuliers et des groupes susceptibles d'être touchés.

En mai 2009, l'Office a ordonné dans une décision à toutes les sociétés relevant de sa réglementation de commencer à constituer un fonds de cessation d'exploitation et de prévoir un plan d'action quinquennal à cette fin. Ce plan précise les étapes à suivre pour faciliter la création et la déclaration des fonds au plus tard en 2015.

En mai 2014, l'Office a produit ses Motifs de décision MH-001-2013, qui mettaient fin à la dixième et dernière étape du plan d'action quinquennal. Il a jugé que les conventions de fiducie, les lettres de crédit et les cautionnements constituaient des mécanismes acceptables de mise de côté. Il considère aussi comme acceptables la majoration de droits et les articles d'exécution au titre des besoins en produits comme moyens d'obtention des fonds nécessaires dans la mesure où ces dispositions sont jugées conformes aux exigences formulées par l'Office. Celui-ci a approuvé les délais d'échelonnement ou le nombre d'années nécessaires à un financement intégral des frais de cessation (laps de temps de 8 à 40 ans). Dans ses Motifs de décision, l'Office fixe des délais de production de rapports de conformité en exigeant que les sociétés relevant de sa réglementation aient en place des mécanismes conformes à sa décision au 1er janvier 2015.

Intérêt public



L'Office réglemente les pipelines et l'exploitation et le commerce de l'énergie dans l'intérêt public canadien, soit celui de tous les Canadiens, dans un équilibre des facteurs économiques, environnementaux et sociaux qui évolue avec les valeurs et les préférences de la société.

Un facteur clé dans ce domaine est le souci d'écouter ce qu'ont à dire les Canadiens au sujet de la façon dont l'infrastructure énergétique devrait être envisagée et réglementée, d'engager avec eux un dialogue utile sur les enjeux et les solutions, et de communiquer au public de l'information sur les initiatives de réglementation.

Activités de l'Office visant à favoriser la participation

Nombre d'activités visant à favoriser la participation

Type de participation	2011	2012	2013	2014
Dans le cadre des demandes	56	23	45	135
Hors du cadre des demandes	22	13	9	17

Participation des groupes autochtones au processus réglementaire

Nous avons pris l'engagement de nous adresser aux groupes autochtones tôt dans le processus d'audience quand des projets réglementés par l'organisme sont susceptibles d'influer sur leurs droits et leurs intérêts. L'initiative de participation accrue des Autochtones (PAA) que mène l'Office vise à une prise de contact à titre proactif avec les groupes autochtones pouvant être touchés par un projet. Elle vise aussi à aider ces groupes à participer au processus réglementaire de l'Office.

En 2014, nous nous sommes mis en rapport, dans le cadre de l'initiative PAA, avec 404 collectivités et organismes autochtones avec lesquels nous avons eu 54 réunions, souvent sur place. Nous avons fait mieux que l'année précédente où nous étions entrés en liaison avec quelque 188 collectivités et organismes avec lesquels nous avions tenu 19 réunions. Ces rencontres sont l'occasion pour les représentants autochtones de recevoir une réponse à leurs questions sur les processus de l'Office. Nous disposons aussi de conseillers en processus qui ont notamment pour rôle de prêter leur soutien aux groupes autochtones qui participent à des audiences publiques.

L'Office entend recueillir les avis des groupes autochtones en tout respect de leurs valeurs et de leurs traditions. Soucieux de rendre les audiences publiques plus accessibles aux peuples autochtones, il adapte ses processus de sorte que les intervenants autochtones puissent participer plus efficacement. Il continue, à la demande de participants autochtones, à intégrer les cérémonies et les pratiques traditionnelles à ses processus d'audience. Comme les groupes autochtones ont une tradition de communication verbale, nous avons voulu cette année, à l'occasion des audiences sur North Montney et le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, donner la possibilité aux aînés et aux autres membres des collectivités de déposer autant de vive voix que par écrit aux audiences.

Pour tous les projets d'installations que réglemente l'Office, y compris pour ceux qui n'exigent pas d'audience publique, l'Office continue à exiger des sociétés qu'elles communiquent avec les groupes autochtones susceptibles d'être touchés tôt dans la planification de leurs projets afin de les expliquer et de tenir compte de toute préoccupation des Autochtones au sujet de la conception des projets.

Processus de demande de participation

La participation du public est un élément important d'un processus réglementaire ouvert et efficace. Conformément à la Loi sur l'Office national de l'énergie, nous devons entendre les gens qui sont directement touchés et ceux qui possèdent des renseignements pertinents ou une expertise appropriée.

Dans l'élaboration de son processus de demande de participation, l'Office a recueilli les avis du public au sujet du formulaire de demande et du processus en général. En 2013, il a rendu les demandes plus faciles en introduisant un formulaire Web unique à chaque projet avec des instructions détaillées. En novembre 2014, il a lancé sur son site Web une vidéo qui explique le processus et guide les demandeurs dans leur démarche en ligne. Les conseillers en processus sont là pour prêter un soutien individuel aux demandeurs, au téléphone ou par courrier électronique. Ils tiennent aussi en ligne des séances d'information qui donnent un aperçu des processus de demande de participation et d'audience.

Aide financière aux participants

L'Office national de l'énergie administre le programme d'aide financière aux participants, qui permet d'accorder un soutien financier pour encourager la participation opportune et significative des particuliers, des groupes autochtones, des propriétaires fonciers, des organismes constitués en société à but non lucratif hors de l'industrie ou d'autres groupes d'intérêt qui souhaitent prendre part au processus d'audience orale de l'Office pour les demandes visant des installations.

Depuis la création de ce programme en 2010, une somme de plus de 7 millions a été mise à la disposition des intéressés pour 13 audiences. Près de 80 % de ce montant a été directement affecté aux groupes autochtones ayant participé au processus d'audience. Jusqu'ici, le plus gros budget de ce programme est allé en 2014 à l'audience sur le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain. Les fonds alloués à cette audience se montent aujourd'hui à 3 millions de dollars. Depuis un an, le programme se prépare à l'audience la plus importante qu'ait tenue l'Office à ce jour, celle du projet Oléoduc Énergie Est.

Nous avons répondu aux appels du public à plus de transparence dans nos décisions en faisant connaître nos motifs de décision et en révisant le guide et le formulaire de demande du programme pour que leur utilisation soit plus facile. Nous avons également précisé les montants que les demandeurs peuvent attendre du programme.

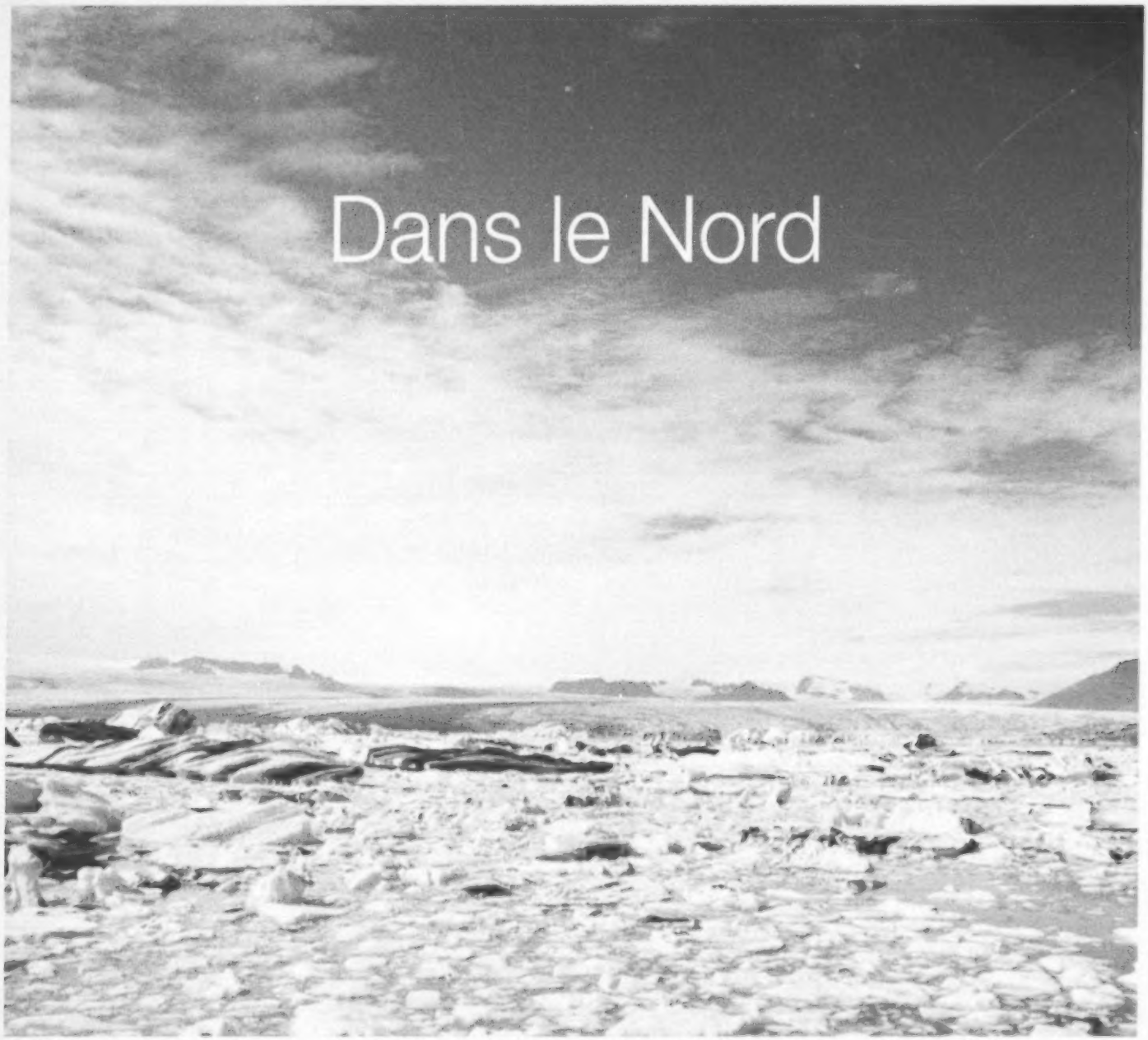
Groupe chargé des questions foncières

Code de déontologie des agents fonciers

Le groupe chargé des questions foncières (GQF) est un groupe consultatif multi-intervenants comprenant des représentants du public, de l'industrie et des groupes autochtones ayant un intérêt direct dans les questions foncières et touchés par les activités des sociétés assujetties à la réglementation de l'Office. Le GQF vise à réunir les connaissances et les compétences de ces divers éléments pour faciliter un débat en profondeur sur les questions foncières et éclairer tout ce qui est élaboration de règlements, et ce, dans le sens même de la priorité stratégique que s'est donnée l'Office de favoriser la participation de la population canadienne. Le GQF est formé d'une soixantaine de représentants qui se sont déclarés comme tels, sous la houlette d'un comité directeur pouvant compter une douzaine d'intervenants clés. Ces derniers se rencontrent à Calgary trois ou quatre fois par an.

Entre autres initiatives cette année, le GQF a travaillé avec l'Association canadienne des pipelines d'énergie (CEPA) à un code de déontologie et à une trousse à l'usage des sociétés membres pour la formation des agents fonciers. Ces documents ont été produits et diffusés sur le site Web de la CEPA au printemps de 2014. L'association a indiqué qu'elle prendrait régulièrement en considération les commentaires formulés sur ces documents par les membres du GQF et les autres parties prenantes. De même, le GQF sera appelé dans la prochaine année à donner son avis dans le cadre de l'élaboration d'une convention de servitude commune par la CEPA. Il est prévu que les intéressés devront proposer des libellés au GQF au premier trimestre de 2015. Mentionnons que d'autres initiatives en matière de consultation porteront notamment sur le projet de *Règlement de l'Office national de l'énergie sur la prévention des dommages*, l'élaboration de politiques d'exécution et l'accessibilité des plans d'intervention d'urgence des sociétés.

Dans le Nord



Protection civile dans le Nord

Participation des populations du Nord en 2014

En 2014, l'Office a poursuivi ses activités de participation dans le Nord en tenant des réunions avec les collectivités, les jeunes, les gouvernements, les organisations non gouvernementales de l'environnement, les organismes de réglementation et ceux liés aux revendications territoriales. Plus de 30 rencontres ont eu lieu auxquelles ont été associés le président et premier dirigeant, les membres et le personnel de l'Office. Grâce à de telles réunions, l'Office a démontré sa volonté de demeurer à l'écoute de ceux et celles qui seraient les plus touchés par les activités pétrolières et gazières dans le Nord canadien.

Dans le cadre de ses activités de participation, l'Office est demeuré membre permanent d'un certain nombre de groupes de travail, de comités et de conférences. Citons notamment à cet égard le NWT Board Forum, le Conseil de l'Arctique, l'Évaluation environnementale régionale de Beaufort, le Groupe de travail sur la sûreté dans l'Arctique et les exercices de protection civile (comme l'exercice CANUSNORTH qui a eu lieu en septembre 2014). L'Office a aussi participé à la séance inaugurale du forum des organismes de réglementation dans l'Arctique, tribune où les autorités de réglementation mettent en commun les leçons apprises et les pratiques exemplaires et discutent des dossiers réglementaires. Les membres et le personnel de l'Office ont présenté des communications à plusieurs conférences : Inuvik Petroleum Show, Canada-United States Northern Oil and Gas Research Forum, colloque « Au nord du 60e parallèle » sur la mise en valeur des terres et des ressources autochtones et 42e forum annuel de Yellowknife sur les géosciences pour les Territoires du Nord-Ouest.

Évolution de la réglementation

En janvier 2014, le gouvernement du Canada a déposé un nouveau projet de loi intitulé *Loi sur la sûreté et la sécurité en matière énergétique* (projet de loi C-22), qui porte modification de la LOPC et de la LFH et vise à favoriser l'ouverture et la transparence des processus dans le Nord. Il permettrait, par exemple, à l'Office de tenir une audience publique sur l'exercice de tout pouvoir ou de toute attribution qui lui vient de la LOPC et de réduire l'étendue du privilège qui s'attache aux dépôts aux fins de la LFH et de la LOPC. Les modifications lui permettraient également d'établir et de gérer un programme d'aide financière aux participants dans le cadre des évaluations environnementales auxquelles s'appliquent les dispositions de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012) [LCEE (2012)].

De plus, l'Office a entrepris de mettre à jour ses exigences de dépôt relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien pour tenir compte de l'information attendue en planification de gestion des urgences. Il a enfin sollicité activement une rétroaction au sujet de lignes directrices appropriées sur la responsabilité financière des sociétés exploitantes.

Cession de responsabilités

Le 1er avril 2014, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest (GTNO) a assumé la responsabilité des activités pétrolières et gazières qui sont menées sur la terre ferme, à l'intérieur des limites territoriales mais à l'extérieur des zones des réserves prouvées de Norman Wells et de certains autres endroits. L'Office et le GTNO ont signé une entente de services en vertu de laquelle l'Office fournira des services et des conseils techniques au GTNO pour faciliter l'exercice des fonctions réglementaires de celui-ci sur les projets et la transmission des dossiers après cette cession de responsabilités. L'Office s'est engagé à appuyer autant que possible le GTNO et le gouvernement du Canada afin de favoriser le transfert harmonieux des responsabilités de réglementation des activités pétrolières et gazières qui s'exercent dans les Territoires du Nord-Ouest.

Dans les zones désignées, l'Office continue à réglementer les activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le cadre de la LOPC, de la LFH et de leur pendant législatif pour les Territoires du Nord-Ouest[1].

L'Office continue en outre à assurer la surveillance réglementaire prescrite par la *Loi sur l'Office national de l'énergie* à l'égard des projets pipeliniers qui traversent une frontière territoriale dans le Nord, comme la canalisation 21 d'Enbridge à Norman Wells.

Forages extracôtiers dans l'Arctique – Instance technique sur le forage d'un puits de secours au cours d'une même saison

Dans son examen des forages extracôtiers dans l'Arctique canadien, l'Office a réaffirmé l'importance de sa politique sur la capacité de forage d'un puits de secours au cours d'une saison. Un demandeur doit en effet démontrer dans son plan d'urgence qu'il a la capacité de forer un puits de secours pour maîtriser un puits incontrôlé pendant la même saison de forage. Cette politique vise à réduire le plus possible les effets préjudiciables à l'environnement. Les demandeurs voulant y déroger devraient démontrer comment ils s'y prendraient pour atteindre ou dépasser le résultat visé. Au printemps de 2014, l'Imperial Oil Resources Ventures Limited (IORVL) et Chevron Canada Limited (Chevron) ont demandé qu'une décision soit rendue par anticipation quant à la possibilité, pour leurs méthodes respectives d'intervention de produire le résultat visé par la politique de l'Office. L'Office a déterminé qu'il serait avantageux de décider tôt pendant le processus d'examen réglementaire si les propositions présentées permettraient d'atteindre ce résultat, ce qui a tout d'un élément important dans les deux projets.

1 Les régions visées par ces responsabilités sont le Nunavut, l'île de Sable, la partie intracôtière de la région désignée des Inuvialuit, la partie de la région intracôtière dont un ministre fédéral a la gestion (dont la zone des réserves prouvées de Norman Wells et diverses autres parcelles), la partie des eaux intérieures du Canada ou de la mer territoriale du Canada qui n'est pas comprise dans des limites provinciales hors des Territoires du Nord-Ouest ou dans la partie de la région intracôtière dont un ministre fédéral n'a pas la gestion, et enfin le plateau continental du Canada, mais sans la zone adjacente au sens de l'article 2 de la *Loi sur le Yukon*.

Le 11 juillet 2014, l'Office a accédé aux demandes d'IORVL et de Chevron et engagé deux instances techniques sur le forage d'un puits de secours au cours d'une même saison. Il a sollicité les commentaires du public sur une ébauche de la liste des questions pour cette instance et publié une liste révisée le 4 septembre 2014. IORVL a reporté la présentation de sa proposition détaillée. Le 17 décembre 2014, Chevron a avisé l'Office qu'elle ne participerait pas à une telle instance technique.

Demandes de travaux géophysiques, de forage et de production

L'Office a délivré deux autorisations d'activités géophysiques, deux autorisations de travaux de forage et de production et cinq approbations de puits. De plus, il a rendu publics les deux premiers dossiers d'information sur la composition des fluides de fracturation hydraulique pour les Territoires du Nord-Ouest sur le site Web FracFocus.ca.

Exercice CANUSNORTH en 2014

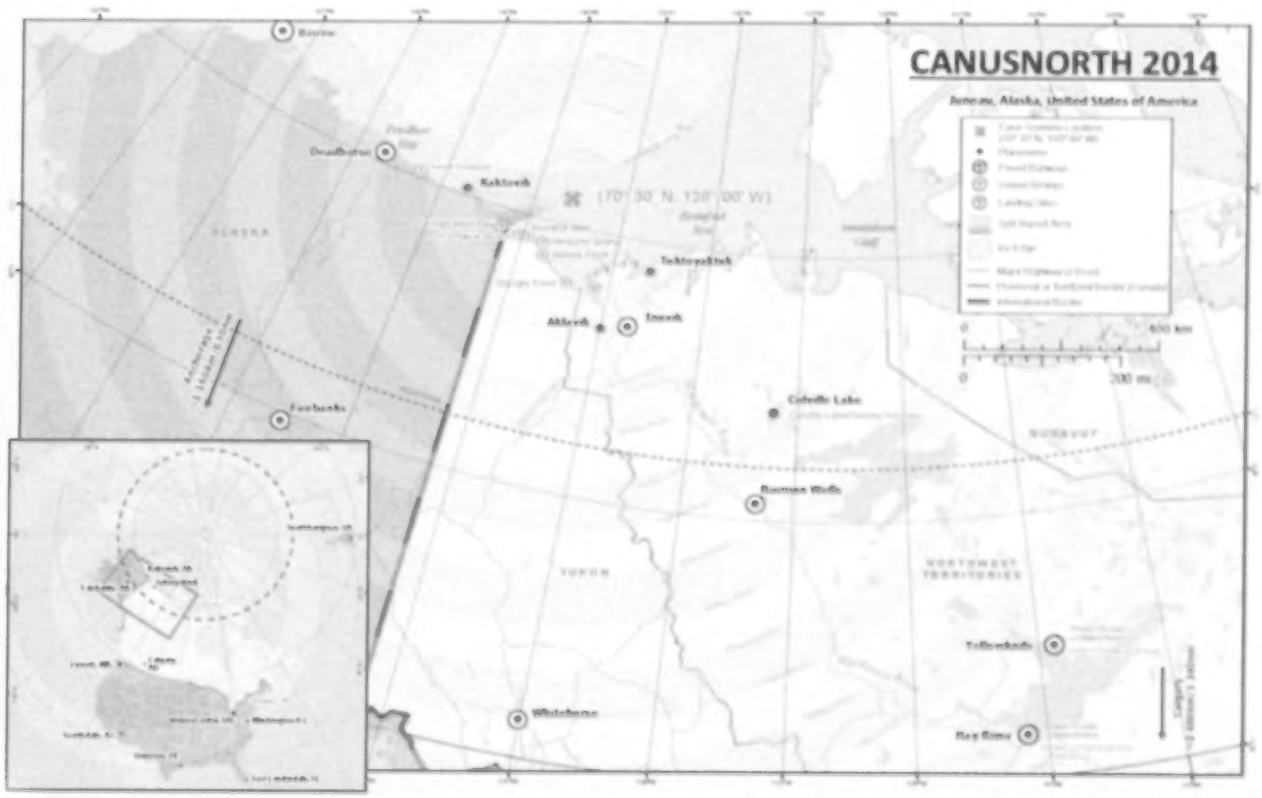
Dans le cadre du plan d'urgence bilatéral Canada-États-Unis en cas de pollution des eaux (PUB), les gardes côtières des deux pays ont l'obligation de tenir un exercice tous les deux ans dans chaque région visée en annexe de ce plan.

À Juneau, en Alaska, en septembre 2014, l'Office a participé à l'exercice sur table CANUSNORTH où on a discuté d'un scénario d'intervention dans les eaux canadiennes de la mer de Beaufort.

L'abréviation CANUSNORTH désigne, dans le plan d'urgence bilatéral Canada-États-Unis en cas de pollution des eaux, l'annexe où il est question de la mer de Beaufort. Le PUB précise les rôles et les responsabilités des divers intervenants d'une opération de nettoyage en cas d'incident de pollution en milieu marin (s'il ne devait jamais s'en produire) dans les eaux limitrophes canado-américaines. Les deux pays sont tour à tour l'hôte de ces exercices biennaux.

En 2014, l'Office a fait partie de l'équipe bilatérale de conception de l'exercice CANUSNORTH avec la garde côtière américaine (l'hôte), la Garde côtière canadienne et neuf autres agences ou organismes américains et canadiens.

Une soixantaine de participants appartenant à 16 organismes ont échangé de l'information sur les difficultés que présentent la géographie de cette région nordique, l'infrastructure, les transports, les interactions entre secteurs de compétence et les rôles des organismes. L'exercice a permis aux divers organismes du palier fédéral, des États et des territoires, ainsi qu'aux intervenants de l'industrie en Alaska, de mieux connaître et comprendre les activités qui s'engagent ou s'annoncent dans la région de la mer de Beaufort, tout comme les perspectives d'une meilleure protection civile en cas de pollution des eaux.



Promotion de solides résultats en matière de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement

La sécurité des Canadiens et la protection de l'environnement pendant la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des installations pipelinières réglementées par l'Office constituent les principales priorités de celui-ci et font partie de son mandat depuis 1959.

Nous sommes l'organisme de réglementation énergétique du Canada et la sécurité est notre grande priorité. Nos programmes de sécurité sont conçus pour garantir l'efficacité des sociétés en matière de gestion de la sécurité et de protection de l'environnement tout au long du cycle de vie d'un pipeline, c'est-à-dire aux étapes de la conception, de la construction, de l'exploitation et de la cessation d'exploitation. Nous adoptons une démarche proactive en prévention des incidents et prenons toutes les mesures à notre disposition pour assurer la protection de l'environnement et de la population.

Pour exécuter notre mandat, nous avons pris des mesures de réglementation qui définissent des attentes claires à l'égard de l'industrie. Nous évaluons les propositions de projet, surveillons la conformité et faisons appliquer les règles.

Responsabilisation des sociétés

Les attentes de l'Office à l'endroit des sociétés réglementées sont énoncées dans les lois et les règlements d'intérêt pour le mandat de l'Office, ainsi que dans nos directives et nos ordonnances. Nous nous attendons également à ce que les sociétés tiennent tous les engagements qu'elles prennent dans les documents qu'elles déposent auprès de l'Office à tous les stades de la surveillance réglementaire. Une telle combinaison de pratiques de gestion du rendement, de normes prescriptives et de conditions imposées dans le cadre des projets fait que tous les aspects de l'exploitation d'une société sont régis par des obligations légales, de l'étape de la conception à celle de la cessation d'exploitation. Les sociétés ont pour responsabilité de se conformer à ces exigences dans une gestion de la sécurité et de la sûreté et dans leur protection de l'environnement tout au long du cycle de vie de leurs installations et de leurs pipelines. L'Office fait répondre les sociétés réglementées du respect de ces attentes au moyen d'un programme rigoureux de vérifications de conformité et d'exécution, ainsi que par des mesures d'application de la loi.

Activités de vérification de conformité

L'Office mène des activités de vérification de conformité (AVC) pour se renseigner sur la conformité dans un secteur donné de l'exploitation d'une société ou pour s'assurer que les sociétés prennent les mesures préventives ou correctives qui s'imposent. Ces activités comprennent notamment les suivantes :

- inspection (d'installations en construction ou en service);
- évaluation d'exercices d'urgence;
- examen de manuels de procédures d'urgence;
- examen de conformité (portant sur l'avancement des programmes ou des mesures correctives);
- audit du système de gestion;
- examen de rapports de surveillance en post-construction.

En 2014, l'Office a exercé au total 353 AVC pour la sûreté, la sécurité publique et la protection de l'environnement comparativement à 303 en 2013, comme on peut le voir au tableau 4. Nous continuons à multiplier les AVC dans l'ensemble pour juger de la pertinence, de l'efficacité et de la mise en œuvre du système de gestion d'une société dans les domaines de la gestion des urgences, de l'intégrité, de la sécurité, de la sûreté et de la protection de l'environnement. Dans leur conception, les AVC permettent de donner une rétroaction à la société visée, de déterminer si les lois et les attentes sont respectées, de juger de la nécessité de prendre des mesures d'exécution et de réunir des données sur le rendement de la société afin d'établir les tendances et de prévoir le degré de surveillance à exercer à l'avenir.

Au moyen d'une AVC, les inspecteurs sont en mesure d'observer la situation de conformité dans les sociétés réglementées. En cas de non-conformité, on fait un suivi pour vérifier l'adoption de mesures correctives et juger des mesures d'exécution à appliquer. C'est avec les résultats des AVC et avec d'autres apports comme les données des rapports d'événement que l'Office établit le plan de vérification de conformité de l'année qui vient.

Tableau 4 – Activités de conformité de l'Office en 2014 (du 1er janvier au 31 décembre)

Activité de vérification de conformité	Activités terminées en 2013	Activités terminées en 2014
Inspections	169	230
Évaluations d'exercices d'urgence	12	13
Examens de manuels de procédures d'urgence	22	19
Réunions sur la conformité	76	64
Audits	4	6
Examens de rapports	20	21
Total	303	353

Mesures d'exécution

En cas de non-conformité constatée par les AVC, on prend des mesures d'exécution pour rendre la situation conforme le plus rapidement et le plus efficacement possible. Le retour à la conformité réduit les risques et assure la sécurité des travailleurs, du public, de l'environnement et des biens. L'énoncé de politique qui guide l'Office en matière d'exécution est le suivant :

> « Les outils d'exécution employés ne s'excluent pas les uns les autres et l'Office peut en employer plusieurs pour assurer la conformité, décourager les comportements non conformes ou prévenir les incidents et les accidents. Quand il découvre un problème de sécurité, de sûreté ou de protection environnementale, il prend le moyen le plus approprié et le plus efficient. »

L'Office a adopté les mesures d'exécution suivantes en 2014 :

- 302 avis de non-conformité[2] et promesses de conformité volontaire (questions relatives au *Code canadien du travail*);
- 3 ordres d'inspecteur;

2 L'avis de non-conformité est un document remis par l'inspecteur à une société réglementée par l'Office où il énonce dans une même situation de non-respect présente de l'abus probable, de blessure aux personnes ou de dommages à l'environnement et qu'il faut accorder un délai pour redresser la situation. Il doit indiquer les conditions à l'attention de la société ou de la personne en cause afin qu'elle prenne les mesures correctives nécessaires. L'inspecteur établit quelle devrait être la mesure corrective, consulte la société réglementée et propose un échéancier raisonnable pour revenir à une situation stable.

- 5 délivrés de sécurité;
- 6 sanctions administratives pécuniaires.

Gestion des urgences

L'Office tient les sociétés réglementées pour responsables de la prévision, la prévention, la gestion et l'atténuation des incidents de toute nature et durée. Les sociétés ont à répondre de leur direction des interventions en cas d'incident.

Quand l'Office est informé d'un incident, sa priorité absolue est la sûreté et la sécurité des personnes, ainsi que la protection des biens et de l'environnement. L'Office a un programme exhaustif de gestion des urgences qui peut inclure une intervention sur le terrain. En tant qu'organisme principal de réglementation, son rôle est de surveiller, d'observer et d'évaluer l'efficacité globale de l'intervention d'urgence d'une société. De plus, il vérifie si le pipeline peut être remis en service en toute sécurité et si les opérations de nettoyage et d'atténuation des effets environnementaux d'un incident par une société réglementée sont appropriées et suffisantes.

Le personnel de l'Office est intervenu sur place dans les quatre incidents suivants en 2014 :

- fuite de pétrole brut de 12 à 20 mètres cubes (m³) à une station de Pipelines Enbridge Inc. à Regina, en Saskatchewan;
- rupture de gazoduc dans la canalisation latérale 400-1 de TransCanada PipeLines Limited en aval de la vanne du réseau principal 402-1, près d'Otterburne, au Manitoba;
- rupture et rejet gazeux de la canalisation latérale de 18 po North Ferrier de NOVA Gas Transmission Ltd. près de Rocky Mountain House, en Alberta;
- déversement de pétrole brut de 215 m³ à la station de pompage du terminal de Regina de Pipelines Enbridge Inc. dans le parc industriel de Regina, en Saskatchewan.

L'Office s'attend à ce que les sociétés intègrent à leur système de gestion les leçons tirées des incidents, le but étant d'empêcher que ces événements ne se reproduisent.

Culture de la sécurité

L'analyse de plusieurs incidents révèle que la culture organisationnelle, en particulier les valeurs, hypothèses, convictions et comportements liés à la sécurité et aux risques, peut agir positivement ou négativement sur les résultats obtenus en matière de sécurité et de protection de l'environnement. Cela fait bien voir le besoin pour une société de favoriser l'instauration d'une culture organisationnelle où la sécurité est une valeur fondamentale affichée par tout le personnel en tout temps.

La culture influe sur ce que les gens voient, entendent, ressentent et expriment. Plus important encore, elle influence les décisions et les gestes des membres d'un organisme. Les comportements adoptés dictent en définitive le rendement en matière de sécurité. C'est pourquoi l'Office a entrepris de renforcer et d'améliorer le rendement sur ce plan dans toute l'industrie, tout comme la conscience du rôle que joue la culture lorsqu'il s'agit de mieux se prémunir contre les accidents.

C'est ainsi que l'Office, en concertation avec l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, a élaboré sur la culture de la sécurité un document de travail avec un projet de définition et de cadre qui a été soumis au public pour commentaires en octobre 2013.

Le processus de consultation a pris fin le 30 janvier 2014. Un certain nombre de parties prenantes et d'intéressés ont livré leurs commentaires et recommandé des améliorations à la documentation fournie et au projet de cadre sur la culture de la sécurité.

L'Office a tenu compte de ces observations dans l'élaboration de son *Énoncé sur la culture de la sécurité* qui a été rendu public en juin 2014. Celui-ci vise à promouvoir l'apprentissage ainsi qu'une compréhension commune de la culture de la sécurité dans tout le secteur pétrolier et gazier au Canada. Il est aussi là pour préciser aux sociétés réglementées quelles sont les attentes de l'Office relativement à la création et au maintien d'un cadre positif pour une culture de la sécurité.

L'Office a poursuivi ses efforts en consultant les parties prenantes, les experts en la matière et les autres intéressés. À la suite de la diffusion de l'énoncé précité en juin 2014, il a présidé à la création d'un groupe de travail des organismes de réglementation nord-américains sur la culture de la sécurité. Ce groupe se propose de promouvoir et de coordonner collectivement les initiatives réglementaires et les mesures de sensibilisation dans ce domaine. Récemment, il a commencé à élaborer des indicateurs dont pourront se servir les organismes de réglementation pour se renseigner sur les risques possibles et les pratiques exemplaires en matière de culture de la sécurité dans toute l'industrie.

L'Office entend intégrer ces nouveaux indicateurs à ses inspections, ses audits et ses enquêtes en cas d'incident. Les leçons tirées seront partagées avec les parties prenantes et le public pour une meilleure sensibilisation au rôle favorable ou défavorable que joue la culture organisationnelle dans la sécurité et la protection de l'environnement. De plus, des renseignements individuels sur les sociétés compléteront les données sur le rendement que recueille l'Office de manière à éclairer la démarche fondée sur la connaissance du risque dans le contexte de la planification des activités et des mesures de surveillance de la conformité.

Gestion des incidents

La réglementation de l'Office oblige à déclarer les incidents. En 2014, l'Office a donné des éléments supplémentaires d'orientation aux sociétés qu'il réglemente sur ce qui constitue un incident (Lignes directrices de l'Office sur les rapports d'événement). Dans ce document, il a demandé aux sociétés d'appliquer le principe de précaution dans la déclaration des incidents, ce qui peut se résumer par le principe « En cas de doute, déclarez ». Cette règle s'appliquera dans les circonstances où on ne sait au juste si un événement répond à la définition d'incident dans la réglementation de l'Office.

Au moment où il diffusait le document précité, l'Office mettait aussi en place son nouveau système de signalement sous forme de rapports d'événement à l'intention des sociétés réglementées. Il s'agit de déclarer les incidents à l'Office aussi bien qu'au Bureau de la sécurité des transports. Le nouveau régime impose aux sociétés la communication de renseignements précis sur divers événements. L'Office se servira de cette information pour reconnaître les tendances ou les préoccupations pour les sociétés.

Il tient les sociétés réglementées pour responsables de la prévision, la prévention, l'atténuation et la gestion des incidents de toute nature et durée. Les sociétés ont à répondre de leur direction des interventions en cas d'incident et elles sont appelées à remédier aux répercussions de tels événements. Quand l'Office est avisé d'un incident, sa grande priorité est la sûreté et la sécurité des gens et la protection des biens et de l'environnement.

L'Office dispose d'un programme complet de gestion des urgences qui peut comprendre des interventions sur le terrain. Notre rôle comme organisme principal de réglementation est de surveiller, d'observer et d'évaluer l'efficacité globale des interventions d'urgence des sociétés. L'Office peut donner un commandement unifié, s'il y a lieu, dans le Système de commandement des interventions (SCI Canada) quand la société en cause utilise ce système de gestion des incidents. Dans le cadre de ce commandement unifié, le commandant désigné par l'Office approuve le plan d'action en cas d'incident qui précise les objectifs et les priorités de l'action à mener, les ressources et la période d'intervention. De plus, nous vérifions si les opérations de nettoyage et d'atténuation des effets environnementaux d'un incident par une société réglementée sont appropriées et suffisantes.

En 2014, on a dénombré 76 incidents déclarables en vertu du Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres (RPT) comparativement à 121 en 2013. C'est là une diminution globale d'environ 37 %. La figure 5 indique le nombre d'événements survenus entre 2008 et 2014. Un grand nombre de variables influent sur le nombre d'incidents déclarés annuellement, mais il est encourageant de voir ce nombre décroître.

Dans l'ensemble, les incidents sont en baisse dans toutes les catégories sauf pour les incendies et les explosions et les effets négatifs importants sur l'environnement. Il y a aussi eu deux incidents multiples où un déversement gazeux s'est enflammé, d'où un double signalement à titre de déversement et d'incendie dans le cadre du RPT. La figure 6 compare le nombre d'incidents déclarables par type en 2013 et 2014.

Dans les sections qui suivent, nous traiterons tour à tour des différents types d'incidents et discuterons chacun, la signification de ces données pour l'Office et les mesures que celui-ci a prises et continue à prendre à la suite des signalements.

Figure 5 : Nombre total d'événements ayant causé des incidents au sens du RPT, pendant la période 2008-2014

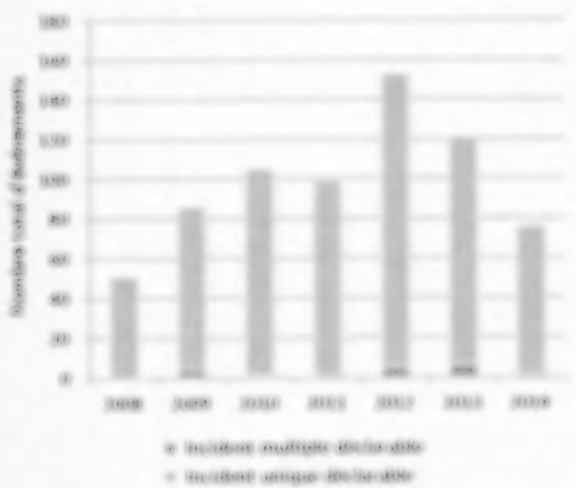
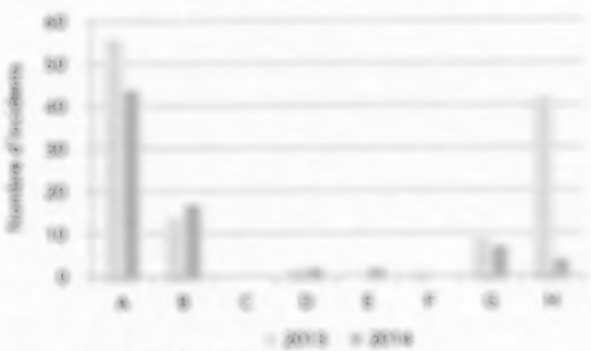


Figure 6 : Nombre d'incidents selon le RPT, par type, en 2013 et 2014



Nombre d'incidents
- A Déversements gazeux
- B Incendies
- C Explosions
- D Blessures graves
- E Effets négatifs importants sur l'environnement
- F Décès
- G Déversements liquides
- H Exploitation au-delà des tolérances de conception

Décès

Toute vie est précieuse et l'Office s'efforce sans relâche d'en venir à une situation « zéro décès » pour les pipelines qu'il réglemente. Ni cet objectif ni son encourageant décompte qu'il n'y a eu aucun décès accidentel en 2015.

La RPT exige des sociétés qu'elles déclarent tous les décès liés à la construction, à l'exploitation ou à la cessation d'exploitation d'un pipeline réglementé par l'Office. Dans les sept ans compris entre 2008 et 2014, six décès ont eu lieu dans les installations réglementées et dans chacun d'eux il y a eu enquête par les soins du personnel de l'Office. Ce sont les accidents de véhicules qui ont causé le plus de décès dans les installations réglementées.

L'Office continuera à mettre l'accent sur la sécurité dans ses inspections et à favoriser la culture de la sécurité dans l'industrie.

Blessures graves

La RPT oblige les sociétés à déclarer les blessures graves liées à la construction, à l'exploitation ou à la cessation d'exploitation des pipelines réglementés. Les blessures graves les plus déclarées sont les fractures d'os majeurs. Les deux blessures graves déclarées en 2014 étaient de cette nature. Depuis 2008, 33 blessures graves ont été signalées dans les installations réglementées (voir le tableau 7). Les données font voir qu'il se produit plus de blessures graves les années où il se fait plus de construction pipelinière.

Les inspecteurs de l'Office s'attachent à la sécurité des travailleurs dans leurs inspections et, à intervalles réguliers et à de multiples occasions, ils inspectent les grands chantiers de construction pipelinière. L'Office a aussi produit des avis de sécurité à l'intention de l'industrie après avoir constaté un problème nouveau ou récurrent exigeant un surcroît d'attention de la part de plusieurs sociétés. Ainsi, il a lancé en 2014 un avis de sécurité portant sur la manutention de matières et les ponts roulants.

Il continuera à reconnaître proactivement les mesures où l'industrie peut s'employer à améliorer la sécurité générale du public et des employés.

Effets négatifs importants sur l'environnement

Les effets négatifs importants sur l'environnement entrent dans la définition d'incident dans la RPT. L'Office a précisé ce qu'était ce type d'incident dans ses Lignes directrices sur les rapports d'événement. Voici comment il définit les tels effets : « rejet d'un produit chimique ou d'une substance selon une concentration ou un volume pouvant causer un changement irréversible à long terme ou continu sur l'environnement et d'une manière nuisible pour la vie humaine, la faune ou la végétation ». Les événements les plus répandus dans cette catégorie sont les suivants :

Déversement d'une substance toxique autre qu'un hydrocarbure ou d'un produit de base comme le glycol (antigel).

Déversement en deçà de la valeur limite déclarable de 1,5 m³, mais avec une incidence sur un milieu sensible comme un plan d'eau.

En 2015, il n'y a pas eu d'événements ayant causé des effets négatifs importants sur l'environnement, mais on en a compté deux en 2014. Dans un cas, il y a eu fuite de 1 302 m³ de glycol sur le terrain d'une société pendant que celle-ci vérifiait l'intégrité des tuyaux de glycol d'une station de compression; dans l'autre, il y a eu déversement de 6 litres de lubrifiant dans la rivière de la Paix. L'installation ayant causé la fuite a été isolée, retirée du service pour nettoyage à des fins d'inspection et remise ensuite.

Avant que ne soient diffusées les *Lignes directrices de l'Office sur les rapports d'événement*, les sociétés ne savaient pas au juste ce que l'Office entendait par incident causant des effets négatifs importants sur l'environnement. Depuis, l'Office a clarifié ses exigences de déclaration envers les sociétés. Pour l'avenir, il s'attend à ce qu'on acquière une conscience plus vive de ce que doit être la déclaration d'incidents comme celui-là, ce qui lui permettra d'exploiter les données recueillies plus efficacement.

Tableau 7 : Nombre de blessures graves déclarées conformément au RPT, de 2008 à 2014

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Blessures graves	3	4	0	1	6	2	2

Incendies et explosions

Le RPT exige que les sociétés déclarent les incendies accidentels liés à la construction, l'exploitation ou la cessation d'exploitation des pipelines réglementés par l'Office, quelle qu'en soit la taille ou la cause. La vaste majorité des incidents déclarés dans cette catégorie de 2008 à 2014 sont de petits incendies d'installations électriques ou d'équipement qui ont rapidement été éteints par le personnel sur place.

La figure 8 indique le nombre d'incendies et d'explosions par an depuis 2008. En 2014, 17 incendies ont été déclarés. Cette année-là, il n'y a pas eu de rapports d'explosion. Comme les autres années, le type d'incendie le plus répandu est le petit incendie d'installations électriques ou d'équipement.

Après une augmentation du nombre de ces menus incendies en 2012, les inspecteurs de l'Office ont vu le besoin de mettre l'accent sur l'entretien de l'équipement des sociétés et sur les inspections dans le cadre des activités de vérification de conformité. Cet accent sera maintenu dans l'avenir.

Volume total de liquides déversés et nombre de déversements

Le RPT exige des sociétés qu'elles déclarent comme incidents tous les déversements d'hydrocarbures liquides d'un volume de plus de 1,5 m³. L'Office s'attend à ce que les sociétés remédient à toutes les conséquences d'un rejet, quel qu'en soit le coût.

En 2014, on a dénombré sept déversements liquides déclarables; c'est moins que les neuf rejets liquides de 2013. La quantité totale déversée en 2014 a été de 266,25 m³, dont 80 % dans un seul incident.

Six déversements liquides étaient liés à l'équipement, un premier à un flexible, un deuxième à un raccord de deux pouces (pendant des activités d'entretien), deux autres à un joint d'étanchéité, un cinquième à la base fissurée d'une vanne et le dernier à un joint de mélangeur de réservoir. Mentionnons un septième déversement par manquement à la procédure applicable pendant un déchargement de pétrole d'un camion.

Dans six des sept incidents, le déversement a été entièrement contenu dans les limites de la propriété de la société. Dans le dernier, il y a eu du pétrole brut répandu sur la neige près du périmètre du terrain d'une société. On a éliminé entièrement toutes les répercussions en dehors des limites des installations.

Ces quelques dernières années, l'Office a délivré un certain nombre d'ordonnances de sécurité aux sociétés exploitant des installations où les déversements ont été plus abondants. Ces décrets imposaient des améliorations aux programmes de gestion d'intégrité des sociétés en cause, ainsi que des baisses de pression d'exploitation là où les circonstances l'exigeaient.

Figure 8 : Nombre d'incendies et d'explosions déclarés conformément au RPT, de 2008 à 2014

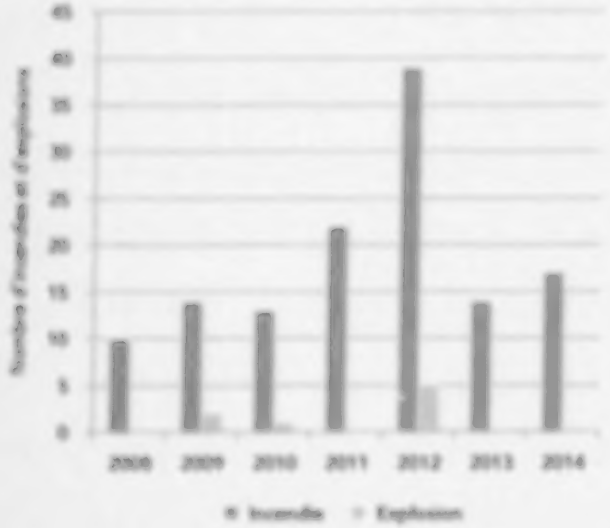


Figure 9 : Volume total des liquides déversés et nombre de ces déversements déclarés conformément au RPT, de 2008 à 2014

Rejets de gaz naturel et d'autres produits à haute pression de vapeur

Le RPT exige des sociétés qu'elles déclarent tous les rejets accidentels de gaz naturel, quel qu'en soit le volume. En 2014, 44 rejets gazeux ont été déclarés comparativement à 56 en 2013. Le rejet le plus déclaré est lié à des raccords ou à de petits branchements des installations de surface.

La figure 10 décrit les rejets gazeux de 2008 à 2014. La hausse des rejets déclarés en 2009 coïncide avec le début de la réglementation par l'Office d'un grand nombre de gazoducs en Alberta. La baisse depuis 2012 est temporellement liée à la production d'un certain nombre d'ordonnances de sécurité en 2013 (voir plus loin pour plus de détails).

L'Office s'efforce proactivement de prévenir les rejets de produits des pipelines qu'il réglemente et a adopté plusieurs mesures pouvant contribuer à une diminution globale des rejets gazeux déclarés. En 2013, il a produit des ordonnances de sécurité pour une succession de rejets de gaz dans deux gazoducs. Les ordonnances en question imposaient une baisse de pression d'exploitation dans ces canalisations. De même, une autre ordonnance prescrivait une réduction de pression des gazoducs où l'exploitant est incapable d'employer des outils d'inspection interne.

L'exploitation sûre de l'infrastructure pipelinière revêt une extrême importance pour l'Office. C'est pourquoi il continuera à reconnaître proactivement les aspects à améliorer ou les secteurs de plus grand risque et à demander aux sociétés de mettre l'accent sur ces points vulnérables de manière à accroître la sécurité générale des pipelines.

Exploitation au-delà des tolérances de conception

Voici comment l'Office définit l'exploitation d'un pipeline au-delà de ses tolérances de conception (EATC) : « Toute utilisation d'un pipeline au-delà des critères selon lesquels il a été conçu ou au-delà des critères imposés par l'Office pour atténuer une situation sur le pipeline. Cela inclut les situations démontrées dans une évaluation technique pour assurer l'aptitude fonctionnelle continue d'un pipeline (p. ex., restriction de pression). »

Le type d'EATC le plus courant est la surpression, c'est-à-dire les cas où la société dépasse la pression maximale d'exploitation d'un pipeline ou d'une installation.

Si les incidents EATC déclarés ont été plus nombreux en 2012 et 2013 que les autres années, c'est à cause d'une enquête menée à bien par le personnel de l'Office où on a relevé des incidents non déclarés (voir plus loin les mesures prises par l'Office dans des circonstances semblables). Cela dit et même compte tenu de cette différence, on peut voir que, dans l'ensemble, les incidents EATC déclarés ont été moins nombreux en 2014 qu'en 2012 et 2013. L'Office continuera à surveiller ces données et à s'en servir pour adopter des mesures supplémentaires de vérification de conformité et d'exécution.

Dans tous les cas, la loi oblige une société à démontrer qu'un incident EATC n'a pas compromis l'intégrité de son pipeline. Quand ce fait est non avéré ou peu clair, l'Office a pris et continuera à imposer des mesures supplémentaires d'atténuation en ordonnant, par exemple, une baisse de pression d'exploitation comme garantie de maintien de la sécurité pipelinière.

Figure 10 : Nombre de rejets déclarés de gaz naturel et d'autres produits à haute pression de vapeur conformément au RPT, de 2008 à 2014

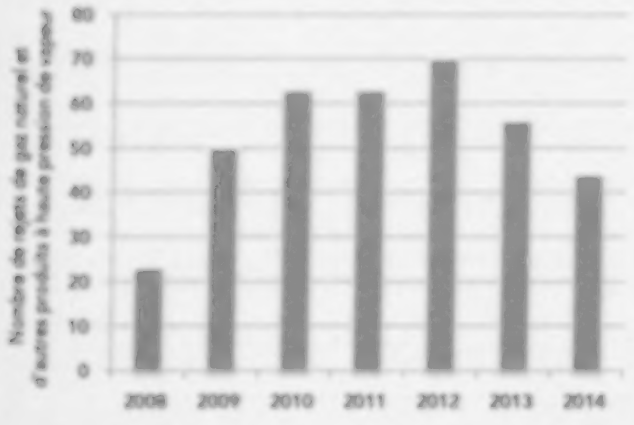
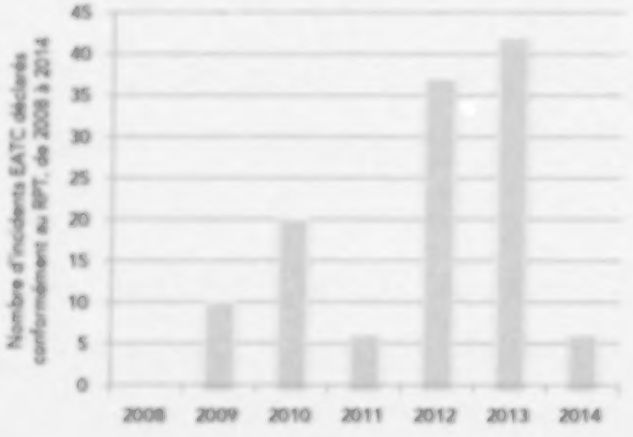


Figure 11 : Nombre d'incidents EATC déclarés conformément au RPT, de 2008 à 2014



Lorsqu'il a relevé un certain nombre de cas de surpression dans une société, l'Office a pris de nouvelles mesures d'exécution et produit notamment une ordonnance de sécurité imposant à cette société de soumettre son réseau pipelinier à une analyse pour reconnaître et corriger les causes profondes de ces incidents de surpression. De plus, il diffusera des avis de sécurité à l'intention de toutes les sociétés réglementées en ce qui a trait aux cas répétitifs de surpression dans les installations qu'il réglemente. Dans un de ces avis, il a exposé des mesures préventives à adopter pour éviter les incidents de surpression et indiqué aux sociétés que de tels incidents représentaient un danger susceptible de compromettre l'intégrité future des pipelines.

En 2014, il a donné des directives supplémentaires aux sociétés pour clarifier ce qui constitue un incident EATC (voir les Lignes directrices de l'Office sur les rapports d'événement). Il s'attend à ce que ces éclaircissements permettent une déclaration plus uniforme de tels incidents.

Mesures de rendement des pipelines

L'Office a exigé des sociétés qui exploitent plus de 96 % des pipelines qu'il réglemente qu'elles présentent des données relatives à un ensemble de mesures avancées et décalées de rendement au 1er avril 2014. L'élaboration de mesures avancées de rendement pour les pipelines est sans précédent. Les attentes de l'Office à l'endroit du secteur pétrolier et gazier en sont d'autant rehaussées, et la table est mise pour que les sociétés réglementées produisent des mesures de leur propre cru. Ces mesures les incitent à regarder tout à fait objectivement la manière dont elles gèrent les risques liés à leurs activités. Par ailleurs, elles favorisent l'amélioration continue et devraient normalement mener à de nouvelles façons d'évaluer la culture de la sécurité dans les sociétés pipelinières. Un rapport sommaire sur les données d'ensemble des sociétés a été rendu public par l'Office en novembre 2014. Il indique les travaux accumulés des sociétés pour la sécurité de leurs pipelines, ce qui comprend la formation de 12 795 membres du personnel de construction dans le domaine de la protection de l'environnement, la remise en état de terres agricoles sur une longueur de presque 6 000 kilomètres depuis 2009, l'inspection de l'équivalent de 38 341 kilomètres de pipelines en fonction de divers dangers pour une correction proactive des défectuosités, et enfin la tenue de 330 exercices d'urgence.

L'Office se servira de ces données pour constamment améliorer la réglementation de l'exploitation des pipelines. Il prévoit avoir besoin d'au moins trois cycles annuels de déclaration pour dégager utilement les tendances. Il se mettra toutefois immédiatement à exploiter les données sur les mesures de rendement dans sa planification des activités de vérification de conformité.

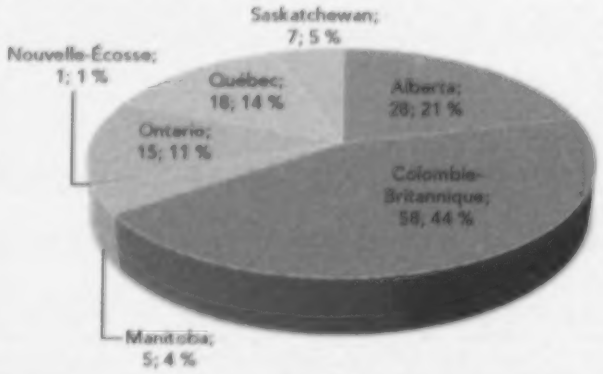
Prévention des dommages

La prévention des dommages est une responsabilité partagée. Comme les pipelines sont enfouis, il est possible qu'ils soient endommagés accidentellement lorsque des travaux d'excavation ou des projets de construction se déroulent à proximité. Ce genre de dommages peut être prévenu. Il y a activité non autorisée quand une permission est nécessaire pour une activité d'excavation ou de construction, mais qu'elle n'est pas obtenue ou quand les consignes de sécurité ne sont pas respectées. La perturbation du sol est l'activité non autorisée la plus dangereuse, et c'est celle qui est le plus souvent déclarée. Nos activités de sensibilisation et de participation et notre matériel d'éducation du public en matière de prévention des dommages traitent prioritairement de la sécurité des travaux d'excavation et de la façon de vivre et de travailler sans danger près des pipelines.

Les activités non autorisées sont considérées par l'Office comme des quasi-incidents, en ce sens qu'elles permettent de prévoir les comportements futurs et, par conséquent, nous employons cette mesure comme indicateur avancé. Nous nous servons des renseignements recueillis sur formulaire de déclaration des activités non autorisées pour élaborer notre plan d'activités de vérification de conformité en prévention des dommages et notre stratégie ciblée de sensibilisation et de participation. C'est la possibilité qui s'offre à nous de transmettre le message de la prévention des dommages aux parties qui ont le plus besoin de l'entendre, ainsi que de modifier les comportements à risque.

Dans l'ensemble, 132 activités non autorisées ont été déclarées en 2014 contre 113 seulement en 2013. Cette hausse n'indique pas nécessairement qu'il y a plus de ces activités, mais plutôt que les gens sont plus conscients des exigences de déclaration du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, partie II*.

Figure 12 : Activités non autorisées par province en 2014



Dans une ventilation par province, les données indiquent que près de la moitié des activités non autorisées ont eu lieu en Colombie-Britannique. Quelques raisons aident à comprendre que cette province en ait un plus grand nombre que les autres régions du pays :

- forte densité de pipelines dans la basse région continentale où se produisent la majorité de ces activités;

- forte densité démographique dans cette même région;
- forte propension des sociétés pipelinières provinciales à déclarer les activités non autorisées;
- réglementation provinciale des sociétés de distribution de gaz et d'électricité qui n'exige pas de celles-ci qu'elles fassent le marquage physique de leurs installations, ce qui a fait naître une culture où une foule d'entreprises d'excavation ne consultent pas avant de creuser.

Les sociétés pipelinières sous réglementation fédérale posent des panneaux indicateurs, font un marquage physique au sol et exigent généralement que des membres de leur personnel soient sur place pendant des activités qui perturbent le sol des emprises.

On normalise le dénombrement des activités non autorisées dans chaque province en en calculant le nombre pour 1 000 km de pipelines. Ces données nous révèlent les points chauds sur ce plan et éclairent notre stratégie de sensibilisation et de participation. Elles jouent aussi comme facteur dans la planification des activités de vérification de conformité.

Le Québec et la Colombie-Britannique se distinguent des autres avec des taux d'activité non autorisée bien supérieurs à la moyenne nationale de 1,84 pour 1 000 km de pipelines.

Le haut taux au Québec s'explique un peu comme celui de la Colombie-Britannique :

- pipelines situés dans une région de forte densité démographique;
- propension d'une société pipelinière en particulier à déclarer promptement les activités non autorisées.

En 2014, le personnel de prévention des dommages a mené à bien 21 activités de vérification de conformité en prévention des dommages. Dans le cadre du plan de sensibilisation et de participation en prévention des dommages, il a fait des présentations à sept conférences ou ateliers au Québec, en Ontario, en Alberta et en Colombie-Britannique avec pour

Tableau 13 : Activités non autorisées pour 1 000 km de pipelines dans les provinces

Province	Km de pipelines	Nombre d'activités non autorisées déclarées en 2014	Activités non autorisées / 1 000 km
Alberta	30 700	28	0,91
Colombie-Britannique	7 800	58	7,44
Manitoba	5 600	5	0,89
Nouveau-Brunswick	615	0	0,00
Territoires du Nord-Ouest	840	0	0,00
Nouvelle-Écosse	1 020	1	0,98
Ontario	10 995	15	1,36
Québec	1 480	18	12,16
Saskatchewan	12 570	7	0,56
Yukon	20	0	0,00

Figure 14 : Activités non autorisées selon le type

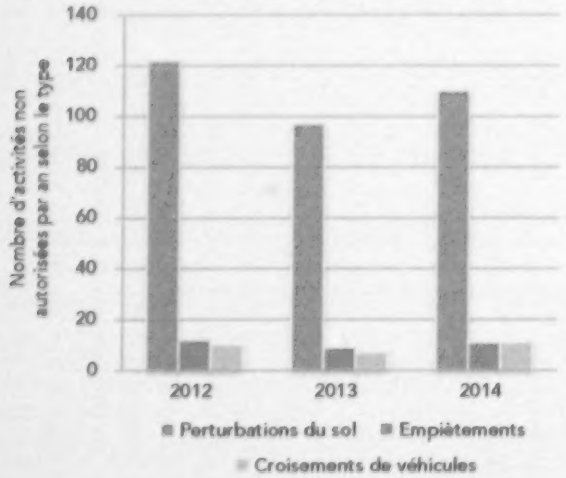
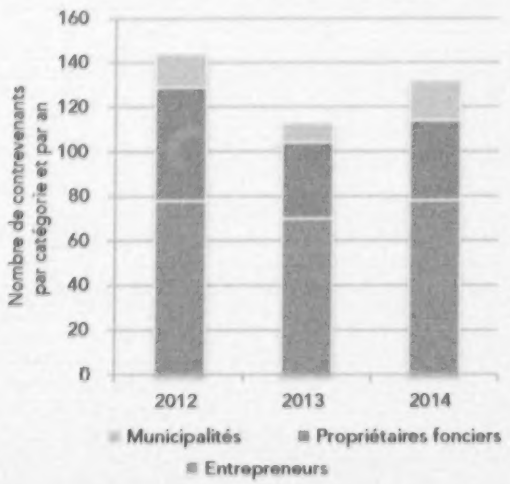


Figure 15 : Catégories de contrevenants



clientèle principale les exploitants de services d'excavation et les entrepreneurs.

Le personnel a aussi planifié plusieurs activités de vérification de conformité et de participation tant au Québec qu'en Colombie-Britannique pour 2015-2016. À titre de champion de la réglementation fédérale à la Canadian Common Ground Alliance, l'Office et son personnel travaillent de près avec les partenaires régionaux de cette alliance pour être sûrs d'engager un dialogue avec toutes les parties prenantes de la communauté des travaux de perturbation du sol.

Les activités non autorisées appartiennent à trois types d'activités, à savoir les perturbations du sol, les empiètements et les croisements de véhicules.

Les perturbations du sol sont le type d'activité le plus fréquent et le plus dangereux, quel qu'en soit le lieu. Il y a des entreprises d'excavation qui creusent dans les emprises ou les zones de sécurité. En voici des exemples :

- fonçage de poteaux de clôtures et autres aménagements;
- excavations pour des bâtiments ou autres constructions;
- creusement de tranchées;
- défrichement ou plantation de gros arbres;
- curage de fossés;
- construction de routes;
- labour en profondeur (à plus de 30 cm).

Les entrepreneurs[3] qui sont des professionnels des travaux d'excavation représentent la majorité des contrevenants en matière d'activités non autorisées. Le nombre de ces activités chez les entrepreneurs est demeuré relativement le même en 2014, alors qu'il était en baisse chez les propriétaires fonciers. En revanche, on a relevé plus d'activités non autorisées des municipalités, groupe qui comprend aussi des organismes provinciaux comme les ministères des Transports. Pour nous attaquer à cette augmentation du nombre d'activités non autorisées dans les municipalités, nous avons organisé des réunions d'échange d'information avec un certain nombre de municipalités récidivistes.

3 On entend par « entrepreneurs » les particuliers et groupes autres que les propriétaires fonciers et les municipalités.

Protection de l'environnement

Comme clé de la protection de l'environnement, on doit veiller à ce que les mesures de sécurité qui s'imposent soient en place et prendre des mesures appropriées d'exécution. L'Office compte environ 75 employés dont les fonctions touchent à la protection environnementale, notamment dans les domaines suivants :

- environnement physique et météorologique;
- sol, productivité du sol et végétation;
- zones humides, qualité de l'eau et quantité;
- poisson, faune et leur habitat;
- espèces en péril ou à statut particulier et leur habitat;
- ressources patrimoniales;
- terres et ressources utilisées à des fins traditionnelles;
- santé humaine, esthétique et bruit.

Les sociétés qui projettent de construire des installations énergétiques doivent convaincre l'Office qu'elles ont considéré tous les problèmes possibles en matière d'environnement. Dans son examen de la demande relative à un projet de sa compétence, l'Office réalise une évaluation environnementale. Il soumet aussi les activités des sociétés à des audits et des inspections, entre autres les procédures d'entretien et de surveillance courantes pendant le cycle de vie d'un projet énergétique. Il le fait pour vérifier la conformité avec les exigences réglementaires et toute condition imposée.

LCEE (2012) – Rapport sur les activités

Pour les projets réalisés sur le territoire domanial fédéral[4], l'article 67 de la LCEE (2012) dit que, avant que les autorités fédérales ne puissent décider de permettre à ces projets d'aller de l'avant, il y a lieu de déterminer si « la réalisation du projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants ». L'article 71 de cette même loi dit : « À la fin de chaque exercice, l'autorité fédérale [Office national de l'énergie] fait rapport des activités qu'elle a exercées au titre des articles 67, 68 et 69 au cours de l'exercice précédent. »

Au cours de l'exercice 2013-2014, l'Office a soumis à une évaluation environnementale deux pipelines situés dans le territoire domanial ou le traversant. Dans chaque cas, il a jugé que la réalisation du projet n'entraînerait pas d'effets négatifs importants et il a donc donné le feu vert.

4 Le territoire domanial fédéral comprend notamment les parties des eaux intérieures et de la mer territoriale du Canada situées dans toute région autre qu'intraprovinciale, ainsi que les réserves assujetties à la Loi sur les Indiens (et toutes les eaux et tout l'espace aérien de ces réserves).

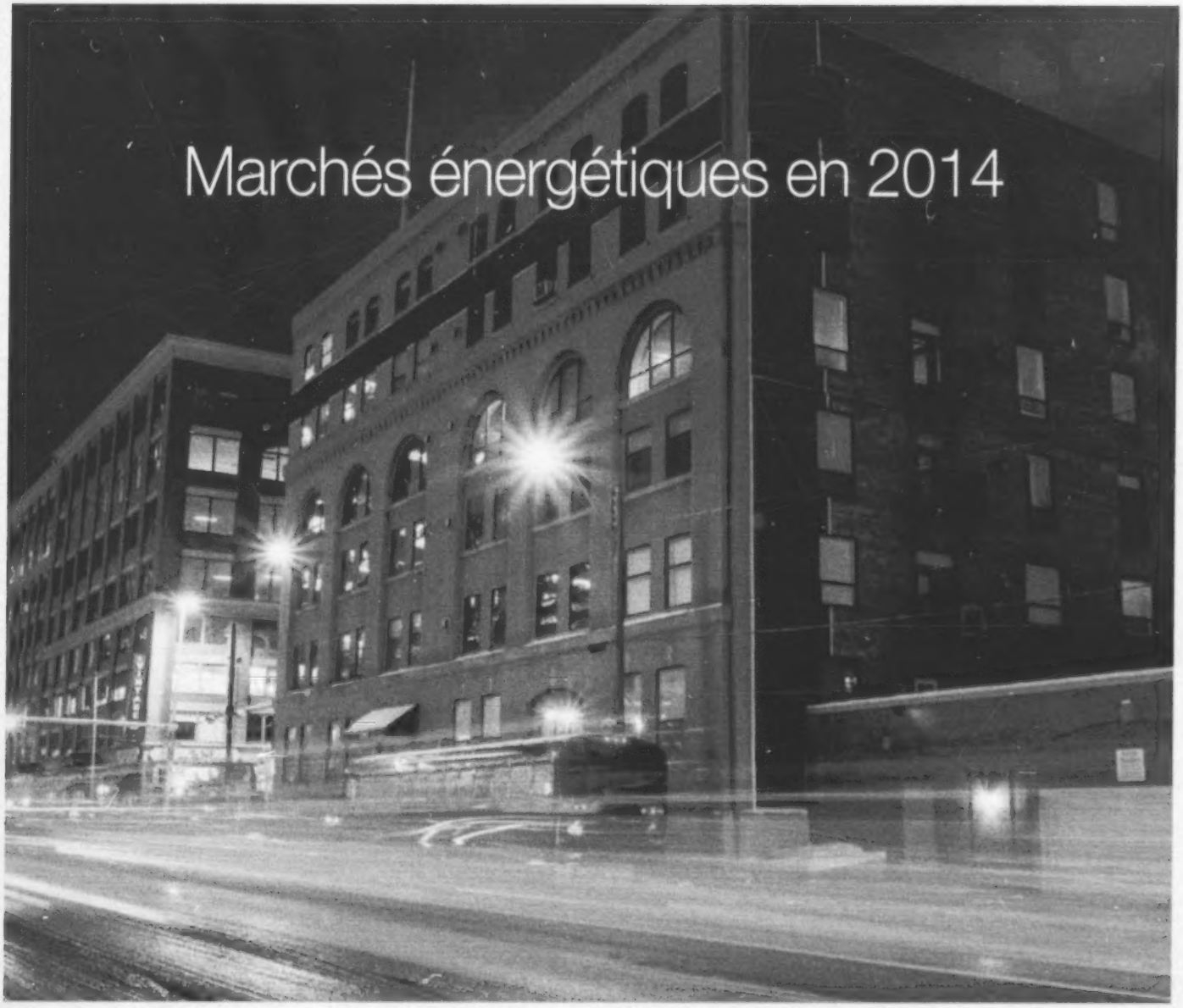
Projets sur des terres fédérales : du 1er avril 2013 au 31 mars 2014

Demandeur	Projet	Brève description	Effets environnementaux négatifs
Forty Mile Gas Co-op Ltd.	Demande de cessation d'exploitation, ordonnance XG F73 4-98	Cessation d'exploitation de trois gazoducs parallèles de 35 m de long chacun avec les colonnes montantes, les compteurs et la tuyauterie au bureau canadien de douane de Wild Horse à la frontière canado-américaine.	Aucun effet important
Hydro One Networks Inc.	Demande pour mener à terme des travaux de remise à neuf et de remplacement de pylônes sur la ligne internationale de transport d'électricité B3N	Remise à neuf de 19 pylônes et remplacement de 5 pylônes sur la ligne internationale B3N près de Sarnia, en Ontario. Un tronçon de cette ligne se trouve sur le territoire de la réserve de la Première Nation Aamjiwnaang.	Aucun effet important

Collaboration avec d'autres organismes de réglementation

Forum des organismes de réglementation de l'Ouest canadien

Le 29 septembre 2014, Peter Watson, président et premier dirigeant de l'Office, a apposé sa signature au bas du mandat du forum des organismes de réglementation de l'Ouest canadien (FOROC) avec les dirigeants de l'Alberta Energy Regulator, de la British Columbia Oil and Gas Commission et du ministère de l'Économie de la Saskatchewan. Le FOROC a pour but de promouvoir la collaboration et la réalisation de priorités communes parmi les organismes qui réglementent les secteurs pétrolier et gazier dans l'Ouest canadien. Plus précisément, il est là pour faciliter les échanges d'information, aider à définir d'importants secteurs de collaboration en recherche, en conception de programmes et en élaboration de normes et d'autres domaines d'intérêt commun, faire le lien entre la gestion stratégique dans les organismes membres et les initiatives de réglementation et favoriser l'utilisation d'outils réglementaires communs comme les normes de concertation nationale et les pratiques exemplaires. Trois comités de travail ont vu le jour à sa réunion générale en vue de travaux bien précis sur les mesures de rendement pipelinier, le rejet dans l'atmosphère et le brûlage à la torche et enfin l'intégrité des puits. Le FOROC cherche aussi à faciliter l'examen des questions nouvelles pouvant influer sur la réglementation des activités pétrolières et gazières. Il peut adopter des orientations communes et, s'il y a lieu, des positions de concertation dans des dossiers particuliers. Il donne la possibilité aux dirigeants, cadres supérieurs et experts techniques de ces organismes de se rencontrer régulièrement pour améliorer les résultats de réglementation.



Marchés énergétiques en 2014

Dans le cadre de son mandat réglementaire, l'Office surveille de près les marchés de l'énergie en Amérique du Nord. Son but est de comprendre l'évolution permanente des rapports entre l'offre, l'infrastructure et les prix et de bien suivre les mouvements de marchés énergétiques en mutation rapide. Au-delà des renseignements émanant de ce rôle de surveillance, l'information livrée dans les demandes de construction et de modification d'installations, d'établissement de droits et tarifs et d'autorisation d'exportation ou d'importation fait que l'Office comprend mieux ces relations de marché.

Un des fruits de l'information de marché que réunit l'Office est la publication de données sur l'énergie et d'études sur des aspects particuliers du secteur énergétique. Avec ces produits, il procure une information neutre, indépendante et objective aux Canadiens et décrit le contexte de sorte que la population comprenne bien les décisions réglementaires de l'Office. Ce sont des produits qui confortent le statut de l'Office comme tribunal spécialisé et aident les Canadiens à se familiariser avec les questions énergétiques.

Évolution énergétique au Canada en 2014

En 2014, la production et l'exportation de pétrole brut ont augmenté au Canada, aidées surtout en cela par l'essor de la production bitumineuse. Les prix de référence du pétrole brut dans le monde ont été fermes pendant la première moitié de l'année pour ensuite chuter et se retrouver à près de la moitié de leurs valeurs de culmination en fin d'année. Si les cours pétroliers se sont effondrés, c'est à cause d'une offre pétrolière de plus en plus surabondante dans le monde, ce que l'on doit en partie à la progression rapide de la production de réservoirs étanches aux États Unis, ainsi qu'à une demande européenne et asiatique plus faible que prévu. Ajoutons qu'à sa réunion de novembre, l'OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole) a refusé de réduire sa production contrairement à ce qu'elle avait l'habitude de faire pour soutenir les prix. En dehors de ces mouvements des prix dans le monde, des hausses de capacité des oléoducs américains et un plus grand volume de transport ferroviaire de brut ont eu pour effet d'accroître les exportations de pétrole brut pour les producteurs canadiens. Pendant ce temps, les raffineries de l'Est du Canada importaient des quantités record de pétrole brut léger des États-Unis, déplaçant ainsi les sources traditionnelles de l'étranger.

Les prix du gaz naturel ont été en hausse, parce que l'hiver 2013-2014 a été un des plus froids en 35 ans. La demande accrue de chauffage domestique tant au Canada qu'aux États-Unis s'est traduite par d'importants prélèvements sur les stocks. Au printemps et à l'été, les débits du réseau principal de TransCanada ont augmenté d'une année à l'autre pour regarnir les stocks dans l'Est du Canada et aux États-Unis. La production canadienne est restée aux mêmes niveaux que l'an dernier, alors qu'elle progressait considérablement aux États-Unis. Dans l'ensemble, la croissance de la production nord-américaine fait que les producteurs cherchent à expédier du gaz naturel hors Amérique du Nord. En 2014, l'Office a reçu un nombre record de demandes d'exportation à long terme de gaz naturel liquéfié.

Les rigueurs hivernales en 2013-2014 ont également influé sur les marchés du propane. En réaction à des hausses rapides de prix, à la rareté du propane sur le marché du gros et aux annonces de pénuries, les ministres des Ressources naturelles et de l'Industrie ont demandé à l'Office et au Bureau de la concurrence d'examiner les problèmes vécus par les marchés du propane pendant l'hiver 2013-2014 et d'enquêter sur la possibilité d'activités anticoncurrentielles. Le 29 avril 2014, l'Office et le Bureau de la concurrence ont rendu public le rapport d'examen du marché du propane. Si le resserrement de l'offre et le renchérissement du propane ont persisté pendant le plus clair de l'hiver, les prix ont considérablement baissé après avoir culminé vers la fin de janvier et les problèmes locaux d'approvisionnement se sont atténués avec un adoucissement des rigueurs hivernales dans les grandes régions consommatrices de propane. En novembre 2014, l'Office a fait le point dans un aperçu du marché en disant « que le marché du propane est en meilleure position [dans l'hiver 2014-2015] qu'il ne l'était il y a un an ». À la fin de 2014, les stocks de propane au Canada et aux États-Unis avaient atteint des niveaux record et les prix se trouvaient à leur minimum sur plusieurs années aux grands carrefours canadiens et américains, ce qui tranchait vivement sur ce qui avait été observé dans l'hiver 2013-2014.

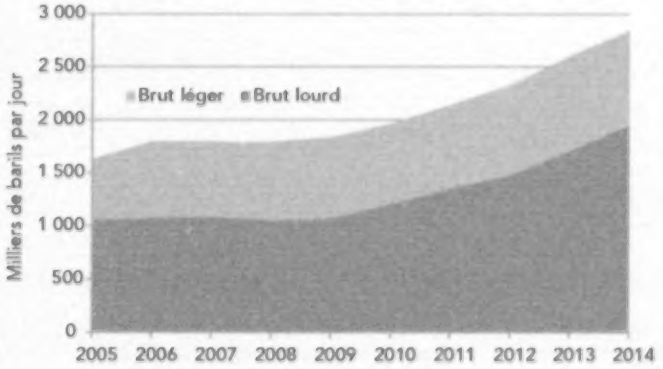
Sur le marché de l'électricité, l'offre canadienne a continué à évoluer dans sa composition en 2014. La production électrique par les énergies renouvelables a progressé avec un apport de 1 871 mégawatts de l'énergie éolienne. Plusieurs grands projets hydroélectriques sont en chantier partout au pays, depuis des travaux d'agrandissement aux barrages de la partie continentale de la Colombie-Britannique jusqu'aux importantes hausses de puissance installée dans le nord du Manitoba, dans le nord-est du Québec et au Labrador. En Ontario, l'élimination progressive du charbon s'est conclue par la fermeture de la centrale thermique de Thunder Bay. À l'été, le premier projet commercial au monde de captage et de stockage de carbone dans une centrale au charbon a été mis en service en Saskatchewan.

Volumes et valeurs d'importation et d'exportation énergétiques au Canada

Pétrole brut

Le Canada est un exportateur net de pétrole brut et le plus grand fournisseur des États-Unis. En 2014, les exportations totales de brut canadien se sont établies en moyenne à 2,84 millions de barils par jour; c'est 9,2 % de plus qu'en 2013. On estime qu'en 2014, la valeur totale des exportations de brut a été de 93,9 milliards de dollars canadiens (G$ CAN) pour un prix moyen à l'exportation de 91,22 $ CAN le baril. Les exportations canadiennes de brut sont allées aux États-Unis dans une proportion approximative de 96 %.

Figure 16 : Exportations totales de brut de 2005 à 2014



Gaz naturel

En 2014, les exportations canadiennes de gaz naturel ont été d'environ 77 Gm^3 pour une moyenne journalière de 211 millions de mètres cubes (Mm^3/j). Si on tient compte d'importations de gaz naturel liquéfié pour 0,6 Gm^3, les importations totales de gaz naturel ont approximativement été de 22 Gm^3 pour une moyenne de 60 Mm^3/j. Les exportations nettes ont été d'environ 55 Gm^3 ou 151 Mm^3/j, valeurs semblables à celles de 2013. En 2014, les exportations de gaz naturel ont été en valeur d'environ 16,0 G$ CAN et les importations de gaz naturel, d'environ 5,4 G$ CAN.

Électricité

En 2014, les exportations canadiennes d'électricité se sont établies en moyenne à 59,2 térawattheures (TWh). Les importations totales d'électricité ont atteint 12,8 TWh. Les exportations nettes étaient en baisse à 46,4 TWh, ayant perdu 11 % depuis 2013 à cause d'une diminution des exportations et d'une augmentation des importations. Le bilan commercial de l'électricité est en 2014 d'une valeur totale d'environ 3,6 G$ CAN.

Figure 17 : Exportations nettes de gaz naturel de 2005 à 2014 (exportations moins importations)

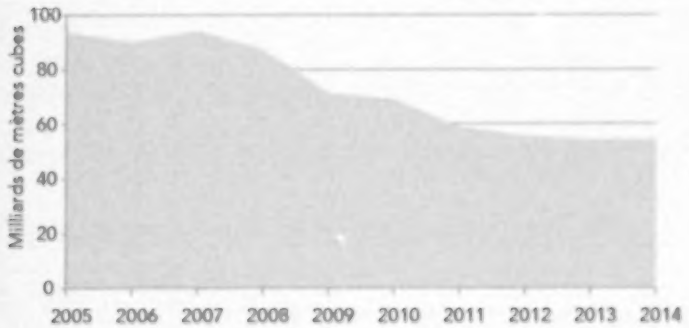
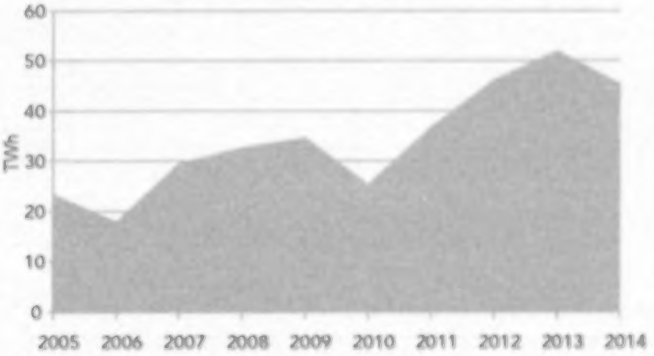


Figure 18 : Exportations nettes d'électricité de 2005 à 2014 (exportations moins importations)



Rapports sur l'énergie diffusés par l'Office en 2014

Dynamique du marché de l'énergie au Canada – 2013 (document diffusé en mars 2014) – Aperçu des principaux éléments de l'évolution des marchés énergétiques canadiens en 2013

Rapport sur le réseau de transport (document diffusé en avril 2014) – Évaluation du fonctionnement économique du réseau de transport pipelinier avec des renseignements sur les principaux pipelines soumis à la réglementation de l'Office

Examen du marché du propane – Rapport conjoint produit par l'Office national de l'énergie et le Bureau de la concurrence (document diffusé en avril 2014) – Examen des problèmes des marchés du propane pendant l'hiver 2013-2014 et enquête sur la possibilité d'activités anticoncurrentielles

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2014-2016 (document diffusé en mai 2014) – Examen des perspectives de production de gaz naturel au Canada jusqu'en 2016 et examen des facteurs pouvant influer sur la production sur une période de trois ans

Aperçu de la situation énergétique au Canada 2013 (document diffusé en juin 2014) – Présentation de données générales sur la demande, l'offre et les marchés de l'énergie au Canada en 2013

Évaluation des ressources pétrolières classiques découvertes dans les Territoires du Nord-Ouest et la mer de Beaufort (document diffusé en novembre 2014) – Évaluation des ressources classiques des deux régions avec en complément des données et des estimations pétrolières au niveau des réservoirs

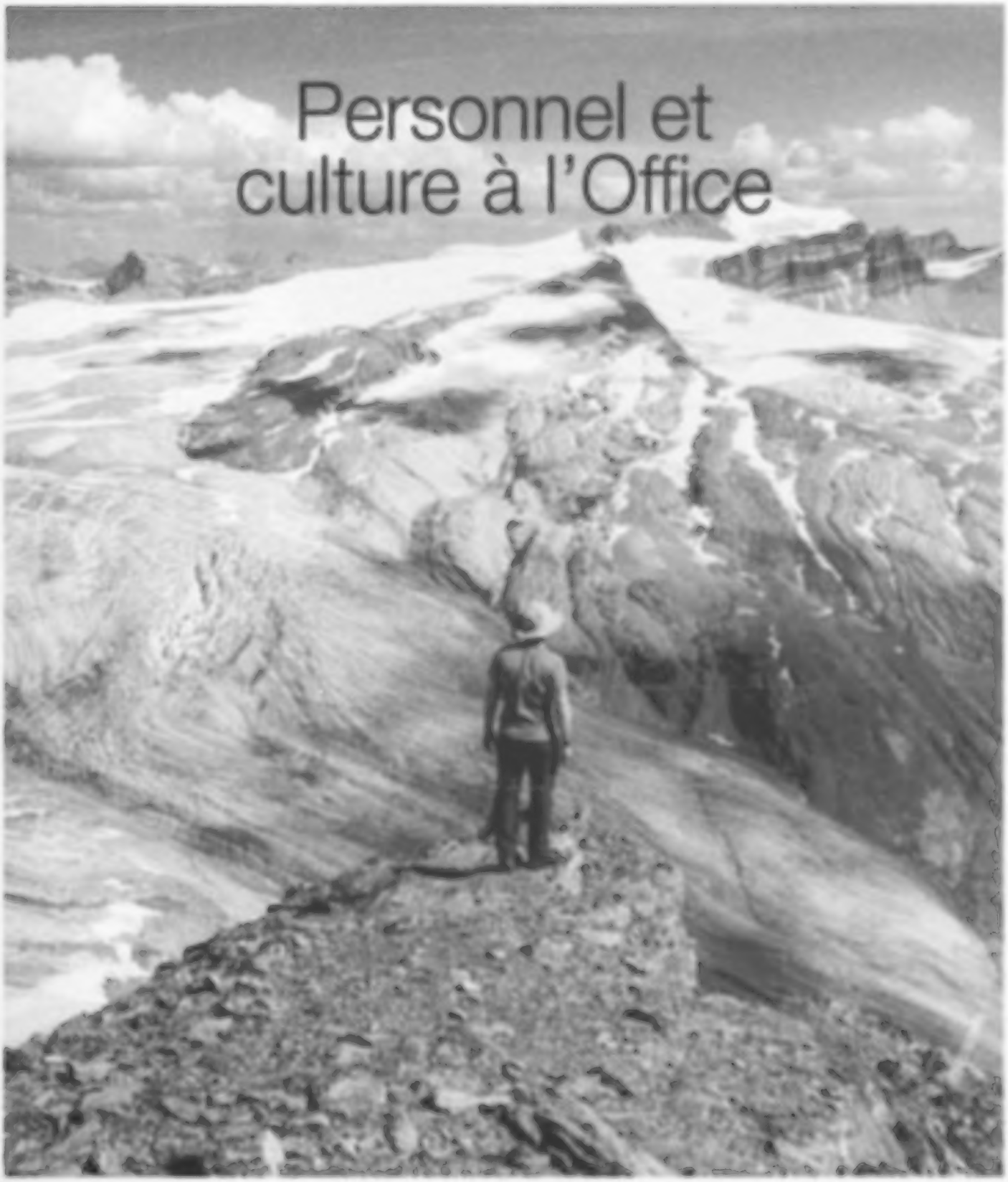
Aperçus du marché – Rapports d'analyse courts et fréquents sur le fonctionnement des marchés de l'énergie

Partie VI – Exportation et importation de gaz naturel, de pétrole brut et d'électricité

La partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* habilite l'Office à délivrer des ordonnances, des licences et des permis d'importation de gaz naturel (y compris de gaz naturel liquéfié) et d'exportation de pétrole (notamment de produits pétroliers raffinés), de gaz naturel (y compris de gaz naturel liquéfié), de liquides de gaz naturel et d'électricité. Le tableau 19 donne un aperçu de l'ensemble des ordonnances, licences et permis produits par l'Office en 2014.

Tableau 19 – Exportations et importations de gaz naturel, de pétrole brut et d'électricité aux termes de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en 2014

Total en 2014	Éléments nouveaux	Éléments modifiés	Renouvellements	Révocations	Total
Ordonnances d'exportation à court terme de propane	3	4	63	1	71
Ordonnances d'exportation à court terme de butane	2	4	50	0	56
Ordonnances d'exportation à court terme de pétrole	26	8	165	2	201
Ordonnances d'exportation et d'importation à court terme de gaz naturel	205	15	0	12	232
Licences d'importation et d'exportation à long terme de gaz naturel	6	0	0	0	6
Ordonnances d'importation et d'exportation à long terme de gaz naturel export)	1	s.o.	s.o.	s.o.	1
Permis d'exportation d'électricité	9	2	s.o.	2	13
Total	252	33	278	17	580


Personnel et
culture à l'Office

Stratégie des personnes de l'Office

L'Office est fier de son excellence technique et professionnelle à titre d'organisme de réglementation, et il ne ménage aucun effort pour recruter, maintenir en poste et perfectionner son personnel hautement compétent pour qu'il évolue dans un milieu dynamique où règne une culture d'excellence axée sur les résultats. Son personnel constitue sa plus précieuse ressource et, sans lui, ses objectifs ne seraient pas réalisables. Dans le cadre de sa stratégie des personnes, l'Office s'engage à fournir ce qui suit à son personnel :

- un travail intéressant et stimulant dans l'intérêt public national;
- un lieu de travail favorisant la formation et le perfectionnement professionnel;
- un milieu de travail positif et inclusif axé sur des valeurs bien ancrées;
- un équilibre entre le travail et la vie personnelle en adaptation à chacun;
- un régime de rémunération concurrentiel;
- un leadership à la hauteur.

Équité en matière d'emploi et diversité

L'Office se voue à l'équité en matière d'emploi et à la diversité en milieu de travail. La présence d'effectifs diversifiés à l'image de la collectivité dans laquelle il évolue renforce l'Office et joue un rôle important dans le recrutement et le maintien en poste d'un personnel compétent.

Nous maintenons notre engagement de promouvoir la diversité au sein de nos effectifs et continuons à améliorer la représentation des divers groupes.

L'Office compte parmi les 100 meilleurs employeurs au Canada!

En novembre, l'Office a été choisi une fois de plus parmi les 100 meilleurs employeurs au Canada. C'était là une cinquième distinction de suite pour 2015 (une sixième en tout si on compte 2009!). Il y a plus, puisque l'Office a été élu parmi les employeurs canadiens dont le milieu de travail est le plus favorable à la famille. Cette distinction souligne le travail des employeurs offrant les programmes les plus progressistes et les plus avant-gardistes pour les employés qui ont de jeunes enfants, d'autres personnes à charge ou des obligations familiales.

L'Office est heureux une fois de plus de recevoir ces distinctions : non seulement elles mettent en évidence les divers programmes qu'il offre à son personnel, mais elles attirent aussi le regard sur ses employés eux-mêmes. L'Office n'est pas seulement un des 100 meilleurs employeurs et un employeur offrant un milieu de travail favorable à la famille, il forme une des 100 meilleures équipes, une équipe qui vise toujours l'excellence.

2015 – Un regard sur l'avenir

Nos engagements envers les Canadiens

Si on jette un regard sur 2015, on peut dire que l'Office poursuivra ses efforts en vue de concevoir, d'affiner et de communiquer sa démarche en matière de sécurité des pipelines et de protection de l'environnement en établissant un lien plus étroit entre ses mesures ciblées de sécurité et de conformité et le rendement en sécurité des sociétés qu'il réglemente. Il prévoit mettre l'accent sur les tendances, les causes profondes et les enjeux systémiques pour des mesures plus larges et plus proactives de vérification de conformité et d'exécution et, à la fin, pour de meilleurs résultats sur le plan de la sécurité pipelinière et de la protection environnementale. En plus de prêter une attention particulière à la prévention des incidents, l'Office s'emploiera à favoriser l'instauration d'une culture de la sécurité dans l'industrie pour que les risques d'incidents soient moins grands.

Cette attention accordée à la sécurité sera renforcée par une approche plus stratégique et plus dynamique axée sur la participation et l'écoute de la population canadienne. Concrètement, cela signifiera que l'Office tendra la main aux Canadiens en dépassant le cadre de son processus de réglementation, afin de bien comprendre les besoins propres des régions et du Canada dans son ensemble. Grâce à une démarche de communication active et transparente, l'Office sera attentif à ce que les Canadiens ont à dire et fera preuve d'ouverture pour apporter les changements résultant de ce dialogue.

À l'interne, l'Office s'emploiera à élaborer et à mettre en œuvre un cadre de travail visant l'excellence en matière de réglementation. Nous avons entrepris de définir ce que signifie l'excellence réglementaire pour nous en tant qu'organisme, et une structure est en cours d'implantation pour encadrer l'autoévaluation, les études comparatives et la mesure du rendement. Nous ferons la démonstration, quantitativement et qualitativement, de l'efficacité avec laquelle nos programmes atteignent leurs cibles et produisent les résultats escomptés.

L'Office reste fidèle à sa mission première qui est de faire en sorte que les pipelines demeurent sécuritaires et que l'environnement soit protégé.

Une riche expérience – biographie des membres de l'Office

Président et premier dirigeant

Peter Watson

M. Watson a été désigné président et premier dirigeant de l'Office national de l'énergie du Canada le 13 juin 2014. Son mandat est d'une durée de sept ans, à temps plein.

M. Watson possède une vaste expérience, acquise dans des postes de haute responsabilité dans les domaines de l'énergie, des ressources naturelles et de l'environnement. Il était tout récemment sous-ministre du Conseil exécutif de l'Alberta, chargé de l'administration du bureau du Conseil exécutif, du Cabinet et des comités, en plus de diriger la fonction publique albertaine. Il avait auparavant exercé au sein du gouvernement de l'Alberta les fonctions de sous-ministre de l'Énergie (2008-2011), sous-ministre de l'Environnement (2005-2008) et sous-ministre adjoint de l'Environnement, responsable de la Division de l'assurance environnementale (2002-2005). Avant d'exercer ces fonctions de haute responsabilité, M. Watson a occupé, au ministère albertain de l'Environnement, le poste de directeur de la région sud et divers postes d'ingénierie et de gestion. En 2011, la Chambre des ressources de l'Alberta l'a nommé personne-ressource de l'année. M. Watson possède un baccalauréat ès sciences en génie civil de l'Université de l'Alberta.

Vice-présidente

Lyne Mercier

M^me^ Mercier a été désignée vice-présidente de l'Office national de l'énergie du Canada et première dirigeante suppléante le 13 juin 2014. Son mandat est d'une durée de sept ans, à temps plein.

M^me^ Mercier a été nommée pour la première fois membre permanent à plein temps de l'Office national de l'énergie le 17 décembre 2008, pour un mandat de sept ans. Elle avait auparavant travaillé à Gaz Métro pendant plus de 29 ans, dont 10 parmi les cadres supérieurs. Elle y a dirigé la division Approvisionnement gazier, étant responsable des orientations stratégiques de l'approvisionnement en gaz naturel et de la gestion des contrats de transport, de stockage et de fourniture de gaz naturel. Antérieurement, elle a occupé la fonction de chef du service Tarification, étant chargée de la conception des tarifs et des études de répartition de coûts de service.

M^me^ Mercier possède un baccalauréat en commerce de l'Université St. Mary's, à Halifax, et une maîtrise en administration des affaires de l'École des Hautes Études Commerciales de Montréal.

Membre

Roland George

Le 8 août 2013, Roland George a vu reconduire son mandat de membre permanent de l'Office pour sept autres années. Sa nomination initiale remonte au 8 août 2006. Pendant plus de 30 ans, M. George a principalement œuvré dans le secteur privé de l'énergie. Il a été associé principal chez Purvin & Gertz, société internationale d'experts-conseils dans le domaine de l'énergie (1998-2006, Calgary). À ce titre, M. George a dirigé le groupe du gaz naturel nord-américain. Il a également occupé des postes toujours plus importants pour les sociétés et organismes suivants : Canadian Energy Research Institute (vice-président, recherche en électricité et gaz naturel, 1994-1997, Calgary), Gaz Métro (économiste en chef et conseiller de la direction - stratégie; chef de service - programmes commerciaux; autres postes occupés en approvisionnement en gaz, affaires réglementaires et développement des affaires, 1983-1993, Montréal), Téléglobe Canada (conseiller - affaires générales et réglementaires, 1981-1983, Montréal) et Canadien Pacifique Limitée (analyste - analyse économique et financière, 1979-1981, Montréal).

Il est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'École des Hautes Études Commerciales (1994, Montréal), d'une maîtrise en économique de l'Université Carleton (1979, Ottawa) et d'un baccalauréat ès sciences en mathématiques (concentration) et en informatique de l'Université McGill (1977, Montréal).

Membre

Philip Davies

Philip Davies a été nommé membre permanent de l'Office le 7 janvier 2013. Son mandat est d'une durée de sept ans, à plein temps.

M. Davies compte plus de 30 ans d'expérience en acquisition, construction et exploitation d'infrastructures et d'installations énergétiques dans les secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité en Amérique du Nord.

Au cours de sa carrière, M. Davies a fait partie de plusieurs équipes de haute direction. Il a été notamment vice-président des questions de droit et avocat général à SaskPower, vice-président, avocat général et secrétaire général chez Encana Gas Storage et avocat général adjoint d'Encana Midstream & Marketing.

M. Davies a obtenu son accréditation IAS.A. de l'Institut des administrateurs de sociétés, Rotman School of Management, Université de Toronto. Il a également suivi le programme de perfectionnement des cadres de l'Ivey School of Business à l'Université Western Ontario. Il est diplômé de la faculté de droit de l'Université de l'Alberta; il est aussi membre actif du barreau de l'Alberta et de celui de la Saskatchewan.

Membre

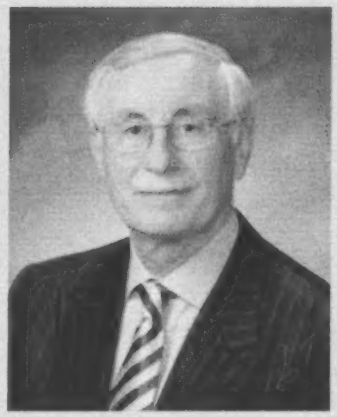
Shane Parrish

Shane Parrish a été nommé membre permanent de l'Office le 6 août 2013 avec un mandat d'une durée de sept ans, à temps plein.

Au moment de sa nomination à l'Office, M. Parrish comptait 24 années d'expérience en développement économique communautaire dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Au cours des 18 dernières années, il a œuvré en consultation, s'est occupé de développement d'entreprises autochtones et a mené des négociations dans les secteurs pétrolier et minier. En sa qualité de consultant pour le cabinet qu'il a créé en 2002, il comptait au nombre de ses clients des Premières Nations qu'il a représentées à l'occasion de négociations avec de grands producteurs d'énergie et d'importantes sociétés pipelinières du Canada en vue surtout d'en arriver à des ententes sur des questions d'accès et de retombées. Auparavant, M. Parrish a été directeur du développement commercial de Canadian Petroleum Engineering Inc., où il a côtoyé Premières Nations, gouvernement et industrie, tant en Amérique latine qu'au Canada. Il a aussi été chef de la direction d'Acho Dene Koe Corporate Group, où il a supervisé la croissance et le développement d'entreprises détenues par le groupe et leurs relations avec les sociétés pétrolières et gazières. M. Parrish compte par ailleurs cinq années d'expérience en qualité d'agent de développement économique au gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

M. Parrish possède un baccalauréat ès arts en économique de l'Université de Calgary et un diplôme en développement social décerné par le Coady International Institute de l'Université St. Francis Xavier.

Membre



Ron Wallace, Ph.D.

M. Wallace a été nommé membre permanent de l'Office le 1er novembre 2013 pour un mandat de sept ans, à temps plein.

Dans son expérience en réglementation dans le Nord, il a occupé des postes de haute direction à la Nunavut Resources Corporation, à l'Office des eaux des Territoires du Nord-Ouest, ainsi qu'à AGRA Earth and Environment (maintenant AMEC Americas Ltd) où on lui a confié des tâches de gestion dans le cadre de grands projets d'exploitation pétrolière et gazière, partout dans l'ancienne Union soviétique et en Russie, en collaboration avec la Banque mondiale.

Lauréat de la médaille d'émeraude de l'Alberta en 1996, M. Wallace a été président de l'Alberta Environmental Monitoring Working Group, et plus récemment vice-président de l'Alberta Environmental Monitoring Management Board, qui a lui a succédé et dont les travaux ont mené au dépôt d'un projet de loi visant à la création d'un nouvel organisme provincial de surveillance environnementale.

M. Wallace a occupé des postes de cadre supérieur à Petro-Canada et à CanStar Oil Sands Ltd., et il a aussi été président de Dominion Ecological Consulting Ltd., période pendant laquelle il a travaillé, dans le domaine des applications de la technologie environnementale, dans le Nord canadien, en Alberta, au Venezuela et en Équateur. Il a par ailleurs participé à des séances de médiation et de négociation mettant en présence des promoteurs de projets énergétiques, des collectivités autochtones du Nord et différents paliers gouvernementaux.

M. Wallace détient un doctorat en écologie aquatique et toxicologie environnementale de l'Université de Waterloo.

Membre temporaire

Kenneth Bateman

M. Bateman a d'abord été nommé membre permanent de l'Office le 5 septembre 2006. Il a vu reconduire son mandat pour un an à ce même titre le 5 septembre 2013. En date du 6 septembre 2014, il continue de servir l'Office à titre de membre temporaire dans des projets permanents d'audience et autres. Il est avocat spécialisé dans le domaine de l'énergie, ex-cadre supérieur et arbitre reconnu à l'échelle nationale.

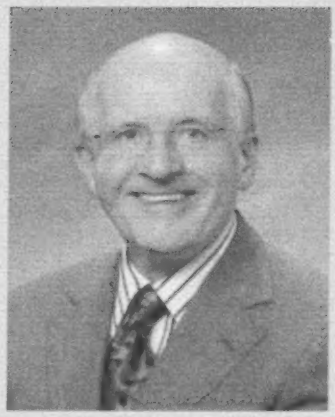
Avant d'entrer au service de l'Office, M. Bateman était vice-président et avocat général d'une grande société de service public spécialisée dans la production, le transport, la distribution et la vente d'électricité. Il est expert en transactions en matière d'énergie, en vérification de la conformité réglementaire et en droit de l'environnement. Sa vaste expérience comprend des projets pour la création d'énergie durable, la construction et l'exploitation d'un des plus grands parcs éoliens au Canada et l'assainissement de déchets biologiques.

À titre d'arbitre reconnu à l'échelle nationale et de médiateur qualifié, M. Bateman possède une vaste expérience des litiges multipartites impliquant des sociétés nationales, des associations pour la protection de l'environnement, des groupes autochtones, des propriétaires fonciers et d'autres parties. Il a siégé au conseil d'administration du Conseil des tribunaux administratifs canadiens, il est membre de l'Institut d'arbitrage et de médiation du Canada et de l'Alberta Arbitration and Mediation Society.

M. Bateman a enseigné le droit international, le droit contractuel, le droit des affaires, la gestion des affaires et la négociation dans diverses universités canadiennes. Il donne des conférences à l'échelle nationale et internationale, ce qu'il a notamment fait à Dubaï lors du World Future Energy Summit (2011).

M. Bateman a reçu un baccalauréat en droit de l'Université de l'Alberta en 1984 et une maîtrise en gestion des affaires internationales de l'American Graduate School of International Management (1995).

Membre temporaire



David Hamilton

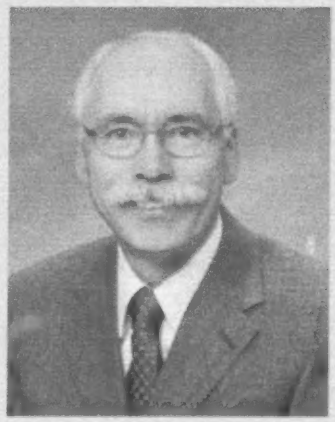
David Hamilton a vu reconduire son mandat à titre de membre temporaire de l'Office pour trois ans jusqu'au 30 juin 2015.

M. Hamilton, qui habite à Sidney, en Colombie-Britannique, est titulaire d'une maîtrise en leadership et en formation de l'Université Royal Roads, à Victoria, en Colombie-Britannique. Pendant plus de 30 ans, il a œuvré au développement communautaire par les voies parlementaires et démocratiques dans les Territoires du Nord-Ouest.

Pendant 20 ans, toujours dans les Territoires du Nord-Ouest, M. Hamilton a été sous-ministre, greffier de l'assemblée législative et directeur général des élections. Après la division des Territoires du Nord-Ouest en 1999, il a administré les premières élections des députés des deux nouveaux territoires canadiens ainsi formés, le Nunavut et les Territoires du Nord-Ouest. Il a également participé aux votes de ratification pour le règlement de la revendication territoriale des Gwich'in, l'accord de règlement du Sahtu et le règlement de la revendication territoriale des Inuits.

M. Hamilton a pris part à des processus électoraux au Canada pendant plus de 30 ans et il possède une vaste expérience du développement communautaire aux niveaux territorial, provincial et international.

Membre temporaire



Bob Vergette

Bob Vergette a été nommé membre temporaire de l'Office en décembre 2008. En date du 4 décembre 2014, il continue de servir l'Office comme membre temporaire dans un processus d'audience permanent.

Avant d'entrer à l'Office, il a été consultant en matière d'assurance de la réglementation auprès d'une régie nationale des pipelines en Amérique du Sud. Il était auparavant vice-président de l'exploitation d'une grande société pipelinière nord-américaine.

Au fil des ans, M. Vergette a participé à nombre d'initiatives de l'industrie pipelinière, notamment sur la fissuration par corrosion sous tension. Il a également siégé à des comités traitant de codes pipeliniers.

M. Vergette est titulaire d'un baccalauréat en génie mécanique de l'Université de l'Alberta et a terminé avec succès un programme d'études de la Banff School of Advanced Management. Membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta, il a acquis une vaste expérience de l'ingénierie et de l'exploitation pipelinières, y compris des systèmes de gestion de l'intégrité. Il connaît très bien le domaine de la réglementation

Membre temporaire

Alison Scott

Alison Scott a été nommée membre temporaire de l'Office pour trois ans jusqu'au 2 mai 2015.

Diplômée de la faculté de droit de l'Université Dalhousie (baccalauréat en droit) et de l'Université St. Francis Xavier (baccalauréat spécialisé), Mme Scott a pris sa retraite du gouvernement de la Nouvelle-Écosse en 2012. Durant sa carrière de 30 ans dans la fonction publique, elle a occupé plusieurs postes, dont ceux de greffière du Conseil exécutif et secrétaire auprès du Cabinet et de sous-ministre de l'Énergie et des Affaires intergouvernementales. Avant d'être nommée sous-ministre, elle était avocate plaidante spécialisée en droit administratif et en droit constitutionnel pour le ministère de la Justice de la Nouvelle-Écosse. Pendant son séjour au ministère de l'Énergie de cette province, Mme Scott a supervisé l'élaboration d'une stratégie de recherche dans le domaine de l'énergie et a contribué à la création d'établissements de recherche sur l'énergie marine pour favoriser la mise en valeur des ressources pétrolières et de l'énergie marémotrice de la Nouvelle-Écosse et permettre de profiter des occasions offertes dans le secteur du captage et du stockage du carbone. En 2009, Mme Scott a été détachée auprès d'Environnement Canada à titre de conseillère du sous-ministre pour préparer l'approche du Canada en vue des négociations sur les changements climatiques. Elle a aussi été membre de la Table sur le développement durable du secteur de l'énergie du gouvernement fédéral, de Petroleum Research Atlantic et du Conseil d'harmonisation constitué par la LOPC. Elle a présidé la Section du droit constitutionnel et des droits de la personne de l'Association du Barreau Canadien. Elle a aussi été membre du corps enseignant, à temps partiel, de la faculté de droit de l'Université Dalhousie et représentante du procureur général auprès du Barristers' Society Bar Council de la Nouvelle-Écosse. Elle est actuellement membre de l'Association des diplômés de la faculté de droit de Dalhousie.

Membre temporaire

James Ballem

James Ballem est devenu membre temporaire de l'Office pour une période de trois ans jusqu'au 30 mai 2015.

En 1983, M. Ballem est devenu le premier président de l'office de commercialisation du lait de l'Île-du-Prince-Édouard. Il a rempli ces fonctions jusqu'en 1987 lorsqu'il a été nommé président du PEI Potato Board et représentant de sa province au sein du Groupe de consultations sectorielles sur le commerce extérieur, poste qu'il a occupé jusqu'en 1989.

En 1996, M. Ballem a été élu à l'Assemblée législative de l'Île-du-Prince-Édouard et a présidé le comité permanent sur l'agriculture, la foresterie et l'environnement. Ce comité était chargé d'élaborer la stratégie de mise en œuvre pour le rapport de la table ronde sur l'utilisation des terres, ainsi que d'examiner la loi provinciale sur la protection des terres qui régit la possession et l'utilisation des terres agricoles.

En 2000, M. Ballem a été nommé ministre de la Santé et des Services sociaux, rôle qu'il a assumé jusqu'en 2003 lorsqu'il est devenu procureur général et ministre de l'Environnement et de l'Énergie.

En 2004, il a été désigné ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Foresterie. Ce portefeuille comportait la responsabilité d'établir un important parc éolien et une loi sur l'énergie renouvelable.

En 2007, M. Ballem a mis sur pied une société d'experts-conseils axée principalement sur l'énergie renouvelable.

M. Ballem a obtenu un diplôme en administration des affaires de l'Université de l'Île-du-Prince-Édouard en 1976. De 1976 à 1993, il a été propriétaire et exploitant d'une ferme laitière en partenariat avec son père.

Membre temporaire

Mike Richmond

Mike Richmond a été nommé membre temporaire de l'Office national de l'énergie pour un mandat de trois ans à temps partiel jusqu'au 31 octobre 2015.

M. Richmond est originaire de Montréal, mais il exerce le droit à Toronto, EN Ontario, chez McMillan LLP, où il copréside le groupe chargé de l'énergie et de l'électricité. Spécialisé en droit de l'énergie, M. Richmond possède une vaste expérience en électricité, en énergie renouvelable et en services publics.

De 2001 à 2002, M. Richmond a été au service du gouvernement ontarien, à titre de conseiller principal en politique énergétique, pendant la restructuration des marchés de l'électricité de l'Ontario. En outre, il a siégé au conseil d'administration de la Toronto Hydro Corporation, le plus grand service d'électricité municipal au Canada, et au conseil d'administration de l'Association de l'énergie de l'Ontario.

Au cours des dernières années, il a été chargé de cours invité sur la politique énergétique à l'Université Queen's; ses conférences et ses écrits sont nombreux sur les questions de réglementation et de politique de l'énergie.

Il est titulaire d'un baccalauréat en droit de l'Université de Toronto et d'un baccalauréat en sciences sociales de l'Université d'Ottawa.

Membre temporaire

Jacques Gauthier

M. Gauthier a été nommé membre temporaire de l'Office pour un mandat de trois ans devant se terminer le 12 décembre 2015.

Juste avant d'entrer au service de l'Office, M. Gauthier a été président et chef de la direction de LVM Inc., et vice-président principal de Dessau Inc. Tout au long de sa carrière, M. Gauthier a contribué à concevoir et à élaborer d'importants projets énergétiques au Canada, aux États-Unis et en Europe. En outre, il a été président et chef de la direction d'un des plus grands producteurs privés d'énergie renouvelable au Canada.

Il a siégé à de nombreux conseils d'administration et comités. Mentionnons notamment le Comité d'organisation des Jeux olympiques et paralympiques d'hiver de 2010 à Vancouver, le Comité olympique canadien, la Fondation de la faune du Québec et le Comité consultatif sur la fonction publique nommé par le Premier ministre du Canada. En 2010, il a été envoyé personnel du Premier ministre du Canada en matière de langues officielles et président du comité consultatif sur les langues officielles pour les Jeux olympiques de Vancouver de 2010.

M. Gauthier est passionné par les langues officielles. Il a aussi été conférencier invité à divers forums des affaires et de l'industrie énergétique.

En 2012, M. Gauthier a été reconnu par Les Mercuriades du Québec pour son excellence en santé et sécurité au travail.

Jacques Gauthier est diplômé en droit de l'Université de Sherbrooke et membre du Barreau du Québec.

Annexe A : Décisions et recommandations produites en 2014 à la suite d'audiences (au 31 décembre 2014)

Nom	N° de dossier	Société	Longueur	Produit	Demande reçue	Jours d'audience	Recommandation / décision produite
Demande visant les droits et le Tarif pour la période 2015-2030	RH-001-2014	TransCanada PipeLines Ltd.	s.o.	Pétrole	20 déc. 2013	12 jours	28 nov. 2014
Projet de cession d'actifs pour intégration	GH-002-2014	NOVA Gas Transmission Ltd.	s.o.	Gaz	12 nov. 2013	s.o.	16 oct. 2014
Approbation des mécanismes de prélèvement et de mise de côté de fonds en vue de la cessation d'exploitation de pipelines	MH-001-2013	Sociétés pipelinières réglementées par l'Office	s.o.	Gaz/ Pétrole	28 févr. 2013	9 jours	29 mai 2014
Cessation d'exploitation du pipeline North Reagan	MHW-001-2014	Tailwaters Regulatory Ltd. au nom de Glencoe Resources Ltd. (collectivement, Glencoe)	215 m	Pétrole	18 oct. 2013	s.o.	6 mai 2014
Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9	OH-002-2013	Pipelines Enbridge Inc.	639 km	Pétrole	29 nov. 2012	7 jours	6 mars 2014
Projet pipelinier d'Edmonton à Hardisty	OH-001-2013	Pipelines Enbridge Inc.	180 km	Pétrole	14 déc. 2012	4 jours	30 janv. 2014

Annexe B : Audiences en cours au 31 décembre 2014

Nom	N° de dossier	Société	Longueur	Produit	Demande reçue	Jours d'audience
Révision des procédures de commande d'exp[illegible]dition et d'attribution de la capacité	OF-Tolls-Group1-T260-2013-06 01	TMPL – Trans Mountain Pipeline ULC	s.o.	Pétrole	15 oct. 2013	s.o.
North Montney (art. 52)	OF-Fac-Gas-N081-2013-10 02	NOCA Gas Transmission Ltd.	305,9 km	Gaz	8 nov. 2013	17 jours
Droits pour nouveaux services	OF-Tolls-Group1-A159-2014-01 01	Alliance Pipeline Ltd.	s.o.	Gaz	22 mai 2014	3 jours prévus
Agrandissement d'installations (TMX III)	OF-Fac-Oil-T260-2013-03 02	TMPL – Agrandissement du réseau de Trans Mountain	987 km	Pétrole	16 déc. 2013	23 jours

Annexe C : Appels judiciaires de décisions de l'Office ou du gouverneur en conseil en 2014

La présente annexe résume les appels interjetés de décisions de l'Office en 2014.

Geophysical Services Incorporated (GSI)

Geophysical Services Incorporated (Lynx Canada Information Systems Ltd.)

En juin 2009, GSI a intenté des poursuites contre Lynx Canada Information Systems Ltd. devant la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta pour violation du droit d'auteur concernant des informations géophysiques et les réparations connexes. Le 27 mai 2011, Lynx a intenté des poursuites contre l'Office national de l'énergie à titre de tierce partie. Le 4 juin 2013, GSI a déposé une demande introductive d'instance en désignant nommément l'Office comme défendeur pour tout le montant de la demande. Le dossier est toujours en instance.

Geophysical Services Incorporated (Olympic Seismic Ltd.)

Le 19 décembre 2012, GSI a déposé une demande introductive d'instance auprès de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta en désignant nommément Olympic Seismic Ltd. (Olympic) et l'Office comme défendeurs pour violation du droit d'auteur concernant des informations géophysiques et les réparations connexes. Le 23 décembre 2013, Olympic a intenté des poursuites contre l'Office à titre de tierce partie. Le dossier est toujours en instance.

Geophysical Services Incorporated (Arcis Seismic Solutions Corp.)

Le 6 mars 2013, GSI a déposé une demande introductive d'instance auprès de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta en désignant nommément Arcis Seismic Solutions Corp., l'Office et d'autres comme défendeurs pour violation du droit d'auteur concernant des informations géophysiques et les réparations connexes. Le dossier est toujours en instance.

Geophysical Services Incorporated (West Canadian Digital Imaging Inc.)

Le 2 mai 2012, GSI a intenté des poursuites contre West Canadian Digital Imaging Inc. (West Canadian) devant la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta pour violation du droit d'auteur concernant des informations géophysiques et les réparations connexes. Le 13 mars 2013, West Canadian a intenté des poursuites contre l'Office à titre de tierce partie. Le 22 juillet 2013, GSI a déposé une demande introductive d'instance modifiée désignant nommément l'Office comme défendeur pour le montant de la demande. Le dossier est toujours en instance.

Geophysical Services Incorporated (Exploration Geosciences Ltd.)

Le 22 janvier 2014, GSI a déposé auprès de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta une demande introductive d'instance désignant nommément Exploration Geosciences Ltd., l'Office et d'autres comme défendeurs pour violation du droit d'auteur concernant des informations géophysiques et les réparations connexes. GSI a déposé une demande introductive d'instance modifiée le 6 mai 2014. Le dossier est toujours en instance.

Geophysical Services Incorporated (Franklin Petroleum Limited)

Le 5 mars 2014, GSI a déposé auprès de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta une demande introductive d'instance désignant nommément Franklin Petroleum Limited et l'Office comme défendeurs pour violation du droit d'auteur concernant des informations géophysiques et les réparations connexes. GSI a déposé un avis de désistement le 15 août 2014.

Geophysical Services Incorporated (Sa Majesté la Reine du chef du Canada)

Le 14 mai 2014, GSI a déposé auprès de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta une demande introductive d'instance désignant nommément Sa Majesté la Reine du chef du Canada et d'autres comme défendeurs pour violation du droit d'auteur concernant des informations géophysiques et les réparations connexes. Le dossier est toujours en instance.

Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9

ForestEthics Advocacy Association et Donna Sinclair

Le 12 août 2013, ForestEthics Advocacy Association (ForestEthics) et Donna Sinclair ont déposé en Cour d'appel fédérale une requête en contrôle judiciaire de l'examen par l'Office du projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 de Pipelines Enbridge Inc. ForestEthics et Donna Sinclair requéraient une déclaration selon laquelle l'article 55.2 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* est inconstitutionnelle eu égard à l'article 2b) de la *Charte des droits et libertés*, une ordonnance frappant de nullité une décision de l'Office en la matière, une ordonnance portant que l'Office accepte toutes les lettres de commentaires des groupes et particuliers désireux de participer et les réparations connexes. La Cour a rejeté la requête en révision le 31 octobre 2014.

Première Nation des Chippewas de la Thames

Le 7 avril 2014, la Première Nation des Chippewas de la Thames a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel des Motifs de décision de l'Office concernant le projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 en date du 6 mars 2014. La Cour a accédé à cette demande le 4 juin 2014. La Première Nation des Chippewas de la Thames a déposé son avis d'appel le 1er août 2014. Le dossier est toujours en instance.

Projet Northern Gateway

Federation of British Columbia Naturalists (BC Nature)

Le 17 janvier 2014, BC Nature a déposé en Cour d'appel fédérale une requête en contrôle judiciaire du rapport de la commission d'examen conjoint du projet Enbridge Northern Gateway en date du 19 décembre 2013. Le dossier est toujours en instance.

Le 14 juillet 2014, BC Nature a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation de requête en contrôle judiciaire du décret du 17 juin 2014 du gouverneur en conseil concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour d'appel fédérale a accédé à cette demande le 26 septembre 2014. Le 3 octobre 2014, BC Nature a déposé en Cour d'appel fédérale une requête en révision du décret du gouverneur en conseil. Le dossier est toujours en instance.

ForestEthics Advocacy, Living Oceans Society et Raincoast Conservation Foundation (ForestEthics)

Le 17 janvier 2014, ForestEthics a déposé en Cour d'appel fédérale une requête en contrôle judiciaire du rapport de la commission d'examen conjoint du projet Enbridge Northern Gateway en date du 19 décembre 2013. Le dossier est toujours en instance.

Le 11 juillet 2014, ForestEthics a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation de requête en contrôle judiciaire du décret du 17 juin 2014 du gouverneur en conseil concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour d'appel fédérale a accédé à cette demande le 26 septembre 2014. Le 3 octobre 2014, ForestEthics a déposé en Cour d'appel fédérale une requête en révision du décret du gouverneur en conseil. Le dossier est toujours en instance.

Le 10 juillet 2014, ForestEthics a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel des certificats d'utilité publique délivrés par l'Office le 18 juin 2014 concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour a accédé à cette demande le 26 septembre 2014. ForestEthics a déposé son avis d'appel le 25 novembre 2014. Le dossier est toujours en instance.

Première Nation Gitga'at

Le 17 janvier 2014, la Première Nation Gitga'at a déposé en Cour d'appel fédérale une requête en contrôle judiciaire du rapport de la commission d'examen conjoint du projet Enbridge Northern Gateway en date du 19 décembre 2013. Le dossier est toujours en instance.

Le 14 juillet 2014, la Première Nation Gitga'at a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation de requête en contrôle judiciaire du décret du 17 juin 2014 du gouverneur en conseil concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour d'appel fédérale a accédé à cette demande le 26 septembre 2014. Le 3 octobre 2014, la Première Nation Gitga'at a déposé une requête en révision du décret du gouverneur en conseil. Le dossier est toujours en instance.

Nation Gitxaala

Le 17 janvier 2014, la Nation Gitxaala a déposé en Cour d'appel fédérale une requête en contrôle judiciaire du rapport de la commission d'examen conjoint du projet Enbridge Northern Gateway en date du 19 décembre 2013. Le dossier est toujours en instance.

Le 11 juillet 2014, la Nation Gitxaala a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation de requête en contrôle judiciaire du décret du 17 juin 2014 du gouverneur en conseil concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour d'appel fédérale a accédé à cette demande le 26 septembre 2014. Le 2 octobre 2014, la Nation Gitxaala a déposé en Cour d'appel fédérale une requête en révision du décret du gouverneur en conseil. Le dossier est toujours en instance.

Le 16 juillet 2014, la Nation Gitxaala a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel des certificats d'utilité publique délivrés le 18 juin 2014 par l'Office concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour a accédé à cette demande le 26 septembre 2014. La Nation Gitxaala a déposé son avis d'appel le 25 novembre 2014. Le dossier est toujours en instance.

Conseil de la Nation Haida

Le 14 juillet 2014, le Conseil de la Nation Haida a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation de requête en contrôle judiciaire du décret du 17 juin 2014 du gouverneur en conseil concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour d'appel fédérale a accédé à cette demande le 26 septembre 2014. Le 3 octobre 2014, le Conseil de la Nation Haida a déposé en Cour d'appel fédérale une requête en révision du décret du gouverneur en conseil. Le dossier est toujours en instance.

Nation Haisla

Le 17 janvier 2014, la Nation Haisla a déposé une requête en contrôle judiciaire du rapport de la commission d'examen conjoint du projet Enbridge Northern Gateway en date du 19 décembre 2013. Le dossier est toujours en instance.

Le 11 juillet 2014, la Nation Haisla a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation de requête en contrôle judiciaire du décret du 17 juin 2014 du gouverneur en conseil

concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour d'appel fédérale a accédé à cette demande le 26 septembre 2016. Le 3 octobre 2016, la Nation Haisla a déposé en Cour d'appel fédérale une requête en révision du décret du gouverneur en conseil. La dossier est toujours en instance.

Le 16 juillet 2016, la Nation Haisla a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel des certificats d'utilité publique délivrés par l'Office le 19 juin 2016 concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour a accédé à cette demande le 26 septembre 2016. La Nation Haisla a déposé son avis d'appel le 25 novembre 2016. Le dossier est toujours en instance.

Bande Kitasoo Xai'Xais et Nation Heiltsuk (Kitasoo et Heiltsuk)

Le 11 juillet 2016, Kitasoo et Heiltsuk ont déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation de requête en contrôle judiciaire du décret du 17 juin 2016 du gouverneur en conseil concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour d'appel fédérale a accédé à cette demande le 26 septembre 2016. Le 3 octobre 2016, Kitasoo et Heiltsuk ont déposé en Cour d'appel fédérale une requête en révision du décret du gouverneur en conseil. Le dossier est toujours en instance.

Premières Nations Nak'azdli et Nadleh Whut'en (Nak'azdli et Nadleh Whut'en)

Le 18 juillet 2016, Nak'azdli et Nadleh Whut'en ont déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation de requête en contrôle judiciaire du décret du 17 juin 2016 du gouverneur en conseil concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour d'appel fédérale a accédé à cette demande le 26 septembre 2016. Le 3 octobre 2016, Nak'azdli et Nadleh Whut'en ont déposé en Cour d'appel fédérale une requête en révision du décret du gouverneur en conseil. Le dossier est toujours en instance.

Unifor

Le 18 juillet 2016, Unifor a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation de requête en contrôle judiciaire du décret du 17 juin 2016 du gouverneur en conseil concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour d'appel fédérale a accédé à cette demande le 26 septembre 2016. Le 3 octobre 2016, Unifor a déposé en Cour d'appel fédérale une requête en révision du décret du gouverneur en conseil. Le dossier est toujours en instance.

Le 16 juillet 2016, Unifor a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel des certificats d'utilité publique délivrés par l'Office le 19 juin 2016 concernant le projet Enbridge Northern Gateway. La Cour a accédé à cette demande le 26 septembre 2016. Unifor a déposé son avis d'appel le 25 novembre 2016. Le dossier est toujours en instance.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain

Nation Tsleil-Waututh

Le 2 mai 2016, la Nation Tsleil-Waututh a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel de l'ordonnance d'audience du 2 avril 2016 de l'Office concernant le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain et les décisions connexes de l'Office à la même date. La Cour a accédé à cette demande le 10 juillet 2016. La Nation Tsleil-Waututh a déposé son avis d'appel le 8 septembre 2016. Le dossier est toujours en instance.

Ville de Vancouver

Le 20 août 2016, la Ville de Vancouver a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel de l'ordonnance d'audience de l'Office concernant le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, ainsi que de la décision de l'Office concernant la demande faite par la Ville de Vancouver que la liste des questions en prévision de l'audience sur ce même projet tienne compte des effets environnementaux et socioéconomiques des activités en amont, de l'exploitation des sables bitumineux ou de l'utilisation en aval du pétrole transporté par le pipeline. La Cour a rejeté cette demande le 16 octobre 2016.

L.D. Danny Harvey

Le 3 septembre 2016, M. Harvey a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel de la décision du 19 août 2016 de l'Office ou celui-ci rejetait la demande faite par M. Harvey d'une révision de la décision du 29 juillet 2013 de l'Office qui établit la liste des questions en prévision de l'audience sur le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, ainsi que de la décision de l'Office sur la participation et de la liste des questions elle-même. La Cour a rejeté cette demande le 28 octobre 2016.

Lynne M. Quarmby, Eric Doherty, Ruth Walmsley, John Vissers, Shirley Samples, ForestEthics Advocacy Association, Tzeporah Berman, John Clarke et Bradley Shanda (les requérants)

Le 29 octobre 2016, les requérants ont déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel de la décision du 2 octobre 2016 de l'Office concernant la participation à l'audience du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain. Les requérants ont fait valoir que les critères de participation énoncés à l'article 55.2 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ou leur application par l'Office à l'audience sur ce projet allait à l'encontre de la *Charte des droits et libertés*. Le dossier est toujours en instance.

Ville de Burnaby

Le 6 septembre 2018, la Ville de Burnaby a déposé auprès de la Cour suprême de Colombie-Britannique une demande introductive d'instance sollicitant une injonction contre Trans Mountain Pipeline ULC et les déclarations de l'Office. La demande introductive d'instance soulève des questions au sujet de l'accès au territoire de Burnaby pour des tests de tracé de pipeline. La Cour suprême de Colombie-Britannique a rejeté une requête en injonction contre l'accès au territoire de Burnaby aux fins des tests le 17 septembre 2018. Le 2 octobre 2018, Burnaby a déposé auprès de la Cour d'appel de Colombie-Britannique une demande d'autorisation d'interjeter appel de l'ordonnance du 17 septembre 2018 de la Cour suprême de Colombie-Britannique. La Cour d'appel de Colombie-Britannique a rejeté cette demande le 27 novembre 2018. Le 4 décembre 2018, Burnaby a déposé à la Cour d'appel de Colombie-Britannique une requête en révision de l'ordonnance du rejet. La demande est toujours en instance.

Le 30 octobre 2018, Burnaby a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel de la décision du 29 octobre 2018 de l'Office sur un avis de requête et un avis de question constitutionnelle concernant l'accès au territoire de Burnaby pour des tests de tracé privilégié du pipeline de Trans Mountain. La Cour a rejeté cette demande le 12 décembre 2018.

Gary Smith, Andrée Stow, Patronnelle Smith, Ed Pennell, Laura Hannan, Paul Christensen, Karen Larsen et Matthias Hennig (les requérants)

Le 10 juin 2018, les requérants ont déposé en Cour fédérale une requête en contrôle judiciaire des décisions du 7 mai 2018 du comité d'examen de l'aide financière et du Fonds des opérations de l'Office et, sous ce rapport, la demande d'aide financière aux participants de la part des requérants et ce qui concerne la demande relative au projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain. La demande est toujours en instance.

Autres

Conseil des Canadiens

Le 10 mai 2018, le Conseil des Canadiens a déposé en Cour d'appel fédérale une demande d'autorisation d'interjeter appel de la décision prise le 16 avril 2018 par l'Office de publier la liste des questions en prévision de l'instance sur le projet d'Hydro-Québec Énergie Est (dont aucun autre que la demande relative à ce projet ne soit déposé auprès de l'Office). La Cour a rejeté cette demande le 25 juillet 2018.

Hameau de Clyde River, Nammautaq Hunters & Trappers Organization – Clyde River et Jerry Natanine

Le 28 juillet 2018, le hameau de Clyde River et d'autres ont déposé en Cour d'appel fédérale une requête en contrôle judiciaire de la décision prise le 26 juin 2018 par l'Office de délivrer une autorisation d'activités géophysiques à TGS-NOPEC Geophysical Company ASA et à d'autres en vue de l'exécution de levés sismiques marins tridimensionnels dans la baie de Baffin et le détroit de Davis. La demande est toujours en instance.

Annexe D : Ordonnances relatives au pétrole

Ordonnances délivrées en 2016 pour la construction d'installations d'hydrocarbures, y compris la construction de pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance n°	Date de délivrance	Description
Pipelines Enbridge Inc.	OC-ERH-021-2016	1 décembre 2016	Modifications de la canalisation 67 à Hardisty Annexe ZF Fac. ZA-ERH-2016-16-01
Pipelines Enbridge Inc.	AO-002 OC-ERH-016-2016	22 novembre 2016	Projet de remplacement du tronçon Westover de la canalisation 9 Annexe ZF Fac. ZA-ERH-2016-01-01
Pipelines Enbridge Inc.	OC-ERH-020-2016	17 novembre 2016	Modifications du raccordement avec Husky au terminal de Hardisty Annexe ZF Fac. ZA-ERH-2016-12-01
Pipelines Enbridge Inc.	AO-002 OC-ERH-004-2016	7 octobre 2016	Projet d'accroissement de la capacité Wood River Approx. Annexe ZF Fac. ZA-ERH-2016-11-01
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.	OC-ERH-019-2016	6 octobre 2016	Projet d'interconnexion de Waterdale, Retrait de tronçons excédentaires et mise en place de nouveaux tubes pour les canalisations 3 et 4B Annexe ZF Fac. ZA-ERH-2016-13-01
Trans Mountain Pipeline ULC	OC-TMO-037-2016	1 septembre 2016	Projet de remplacement du tuyau de 1 219 mm à Wildcat River Annexe ZF Fac. ZA-TMO-2016-14-01
Pipelines Enbridge Inc.	OC-ERH-018-2016	21 août 2016	Projet de remplacement du tronçon Westover de la canalisation 9 Annexe ZF Fac. ZA-ERH-2016-01-01
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.	OC-PCP-015-2016	12 août 2016	Ajout de deux pompes centrifuges à débit nominal de 1 750 l/sg à un remplacement de pompe de recirculation existante à la station de pompage Saint-River à 4VR sur la rivière Nord Annexe ZF Fac. ZA-PCP-2016-02-01
Pipelines Enbridge Inc.	AO-002 OC-ERH-017-2016	7 août 2016	Projet d'agrandissement du terminal d'Edmonton (sud) Annexe ZF Fac. ZA-ERH-2016-10-01
Pipelines Enbridge Inc.	OC-ERH-014-2016	3 juillet 2016	Agrandissement du pipeline 3 de Lake West ERP au terminal d'Enbridge à Edmonton Annexe ZF Fac. ZA-ERH-2016-9-01
Pipelines Enbridge Inc.	AO-001 OC-ERH-009-2016	30 juillet 2016	Projet de remplacement d'oléoducs transfrontaliers pour les canalisations 4 et 67 au terminal Nornorth Annexe ZF Fac. ZA-ERH-2016-04-01
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.	OC-PCP-013-2016	21 juillet 2016	Projet de déviation de la rivière Nord Annexe ZF Fac. ZA-PCP-2016-03-01

Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-012-2014	18 juillet 2014	Raccordement du tuyau de décharge de la canalisation 4 au réservoir 40 à Hardisty Dossier OF-Fac-Oil-E101-2014-09 01
Trans Mountain Pipeline ULC	XO-T260-011-2014	10 juillet 2014	Projet de pompes, de conduites et d'installations supplémentaires au terminal d'Edmonton Dossier OF-Fac-Oil-T260-2014-03 01
Pipelines Enbridge Inc.	AO-001-XO-E101-014-2013	12 juin 2014	Raccordement du terminal d'Edmonton pour l'accès vers l'est – phase 2 Dossier OF-Fac-Oil-E101-2013-08 01
Kinder Morgan Cochin ULC	AO-001-K077-015-2013	2 juin 2014	Projet d'inversion du réseau pipelinier Cochin Dossier OF-Fac-Oil-K077-2012-01 01
Pipelines Enbridge Inc.	AO-001-XO-E101-011-2013	30 mai 2014	Projet visant le relais de surcompression et le collecteur 203 d'Edmonton pour l'accès vers l'est Dossier OF-Fac-Oil-E101-2013-07 01
Pipelines Enbridge Inc.	AO-001-XO-E101-004-2014	22 mai 2014	Ajout d'une pompe de surcompression au terminal Cromer Dossier OF-Fac-Oil-E101-2013-20 02
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-010-2014	13 mai 2014	Améliorations de la canalisation 67 au terminal Hardisty Dossier OF-Fac-Oil-E101-2014-05 01
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-009-2014	12 mai 2014	Projet de mesures d'atténuation transitoires pour les canalisations 4 et 67 au terminal Kerrobert Dossier OF-Fac-Oil-E101-2014-04 01
Trans Mountain Pipeline ULC	AO-001-XO-T260-009-2013	8 mai 2014	Tuyauterie de l'installation Nipisi Dossier OF-Fac-Oil-T260-2013-01 01
TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.	XO-T241-007-2014	11 avril 2014	Projet d'interconnexion du campus Est de Husky Dossier : OF-Fac-Oil-T241-2014-01 01
Pipelines Enbridge Inc.	AO-001-XO-E101-021-2013	7 avril 2014	Projet du réservoir 80 pour le pipeline Wascana de Plains au terminal Regina Dossier OF-Fac-Oil-E101-2013-12 02
Pipelines Enbridge Inc.	AO-001-XO-E101-017-2013	4 avril 2014	Projet d'agrandissement du terminal d'Edmonton (sud) Dossier OF-Fac-Oil-E101-2013-05 01
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-004-2014	26 février 2014	Ajout d'une pompe de surcompression au terminal Cromer Dossier OF-Fac-Oil-E101-2013-20 01
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-002-2014	10 février 2014	Phase II du projet d'accroissement de la capacité Alberta Clipper Dossier OF-Fac-Oil-E101-2013-19-01
Pipelines Enbridge Inc.	XO-E101-001-2014	24 janvier 2014	Projet de raccordement de la canalisation de diluants de Keyera au terminal d'Edmonton Dossier OF-Fac-Oil-E101-2013-18 01

Annexe E : Ordonnances relatives au gaz

Ordonnances délivrées en 2014 pour la construction d'installations de gazoducs ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance n°	Date de délivrance	Description
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-023-2014	17 décembre 2014	Station de comptage au point de réception Alder Flats South n° 2 Dossier OF-Fac-Gas-N081-2014-1201
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-022-2014	9 décembre 2014	Projet de station de comptage au point de réception Wildhay River South Dossier OF-Fac-Gas-N081-2014-13 01
Many Islands Pipe Lines (Canada) Ltd.	AO-001-XG-15-90	3 novembre 2014	Demande de modification de l'ordonnance XG-15-90 Dossier OF-Fac-Gas-M182-2014-02 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	AO-01-XG-N081-018-2014	30 septembre 2014	Projet d'interconnexion East Calgary B Dossier OF-Fac-Gas-N081-2014-09 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-021-2014	22 septembre 2014	Projet visant la station de comptage au point de vente Carmon Creek East Dossier OF-Fac-Gas-N081-2014-07 01
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-020-2014	9 septembre 2014	Projet de remplacement de la canalisation latérale Elmworth Dossier OF-Fac-Gas-A159-2014-01-01
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-018-2014	5 septembre 2014	Projet d'agrandissement Musreau Cutbank Dossier OF-Fac-Gas-N081-2014-03 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-019-2014	5 septembre 2014	Projet visant la station de compression Snipe Hills Dossier OF-Fac-Gas-N081-2014-04 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-018-2014	3 septembre 2014	Interconnexion East Calgary B – Station de comptage au point de réception East Calgary Dossier OF-Fac-Gas-N081-09 01
Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc.	XG-T201-017-2014	6 août 2014	Projet visant le déplacement de la canalisation latérale NPS 6 de Saint Jérôme Dossier OF-Fac-Gas-T201-2014-02 0101
Minell Pipeline Ltd.	XG-M234-014-2014	25 juillet 2014	Remplacement et modification du tracé d'un tronçon du gazoduc Minell à Beaver Creek près de Saint-Lazare, au Manitoba Dossier OF-Fac-Gas-M234-2013-01-01
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-015-2014	25 juillet 2014	Station de comptage au point de réception Bilbo Dossier OF-Fac-Gas-N081-2014-02 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-012-2014	15 juillet 2014	Projet de mise à niveau de la station de comptage au point de vente Kettle River North n° 2 Dossier OF-Fac-Gas-N081-2014-08 01
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-011-2014	14 juillet 2014	Projet d'installation d'un générateur thermoélectrique à la station de comptage West Doe Dossier OF-Fac-Gas-A159-2014-02 01

Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc.	AO-001-XG-T201-009-2014	26 juin 2014	Projet de station de comptage au point de réception de Lachenaie Dossier OF-Fac-Gas-T201-2014-01 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	AO-001-XG-N081-013-2013	24 juin 2014	Doublement de la canalisation latérale Sunday Creek South nº 3 Dossier OF-Fac-Gas-N081-2013-03 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	AO-001-XG-N081-021-2013	28 avril 2014	Station de comptage au point de réception Musreau Lake West Dossier OF-Fac-Gas-N081-2013-13 01
Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc.	XG-T201-009-2014	22 avril 2014	Projet visant la station de comptage au point de réception de Lachenaie Dossier OF-Fac-T201-2014-01 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-007-2014	1er avril 2014	Projet visant la station de compression Otter Lake Dossier OF-Fac-Gas-N081-2013-19-01
Williston Hunter Canada, Inc.	XG-W155-006-2014	21 mars 2014	Gazoduc collecteur Dossier OF-Fac-Gas-W155-2013-01 01
Spectra Energy Transmission (Westcoast)	XG-W102-005-2014	20 mars 2014	Projet de remplacement du pipeline Grizzly destiné à la vente de gaz Dossier OF-Fac-Gas-W102-2014-01 01
Pipelines Enbridge Inc.	XG-E101-004-2014	18 mars 2014	Raccordement du tuyau de décharge du réservoir 73 au terminal de Regina Dossier OF-Fac-Oil-E101-2014-02 01
Spectra Energy Transmission (Westcoast)	XG-W102-003-2014	25 février 2014	Projet de remplacement de la canalisation principale à Chilliwack Dossier OF-Fac-Gas-W102-2013-05 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	AO-002-XG-N081-016-2012	19 février 2014	Station de comptage au point de vente Hangingstone Dossier OF-Fac-N081-2012-10 02
1057533 Alberta Ltd.	XG-Z027-002-2014	7 février 2014	Raccordement du pipeline d'approvisionnement en eau Gething Dossier OF-Fac-OtherComm-Z027-2013-01 01
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-001-2014	31 janvier 2014	Projet de mise à niveau de la station de comptage au point de réception Resthaven Dossier OF Fac Gas N081 2013 16 01

Certificats délivrés en 2014 pour la construction d'installations de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance nº	Date de délivrance	Description
NOVA Gas Transmission Ltd.	XG-N081-010-2014	19 juin 2014	Projet d'accroissement de la capacité à Medicine Hat Dossier OF-Fac-Gas-N081-2014-01 01

Annexe F : États financiers

Le financement des activités de l'Office provient du Parlement aux termes de la Loi de crédits, et le gouvernement fédéral recouvre environ 90 % des frais de l'Office auprès des sociétés dont les installations énergétiques sont réglementées par ce dernier. Les états financiers dans le contexte du recouvrement des frais sont produits annuellement et vérifiés par le Bureau du vérificateur général. Le tableau 19 donne un aperçu des ressources financières et humaines de l'Office.

Tableau 20 – Dépenses et personnel de l'Office (par exercice)[5]

Exercice (du 1er avril au 31 mars)	Dépenses (millions de dollars)	Personnel (équivalents temps plein)
2012-2013	69,6	398,1
2013-2014	81,7	425,3
2014-2015	84,7	423,6

5 Les chiffres sont estimatifs pour 2014-2015

Annexe G : Plan stratégique

Raison d'être

Réglementer, dans l'intérêt public canadien, les pipelines, la mise en valeur des ressources énergétiques et le commerce de l'énergie[6].

Vision

L'Office participe de façon active et efficace à la poursuite d'un avenir énergétique durable au Canada.

Buts

- Les installations et activités réglementées par l'Office sont sûres et sécuritaires.
- L'environnement est protégé pendant tout le cycle de vie des installations et activités réglementées par l'Office.
- La population canadienne profite d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficients.
- Les droits ainsi que les intérêts des personnes touchées par les installations et activités réglementées par l'Office sont respectés.

Valeurs

Intégrité : être juste, transparent et respectueux.

Leadership en matière de réglementation : être souple, proactif et novateur.

Responsabilité : être conscient de ses responsabilités et s'appuyer mutuellement pour la production opportune de résultats de qualité.

Stratégies

Favoriser la participation de la population canadienne.

Tenir les parties réglementées responsables du respect de l'intérêt public.

---

6 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens, il s'agit d'un équilibre entre les facteurs économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société.